



ESCUELA POLITÉCNICA DE
INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ANÁLISIS Y DIMENSIONAMIENTO DE
UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA EL AUTOCONSUMO EN UN
GRUPO DE VIVIENDAS**

USAGE ANALYSIS AND MEASURING OF A PV
FACILITY TO SELF-CONSUMPTION IN A GROUP
OF HOUSEHOLDS

MÁSTER UNIVERSITARIO
EN INGENIERÍA DE MINAS

OCTUBRE 2019

Autor: Mario González Gutiérrez
Director: Pablo Castro Alonso
Codirector: Esteban Fraile Ruiz

1- INTRODUCCIÓN	7
2- OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO	8
3- ESTADO DEL ARTE	9
3.1 ANTECEDENTES	9
3.1.1 LA ENERGÍA EN ESPAÑA	9
3.1.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES DENTRO DEL MIX ENERGÉTICO ACTUAL	10
3.1.3 LA HISTORIA DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA	16
3.2 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DEL AUTOCONSUMO SEGÚN EL NUEVO RD	22
3.2.1 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA EN EL CASO DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES	23
3.2.2 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA EN EL CASO DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES ACOGIDO A COMPENSACIÓN	24
3.2.3 TRAMITACIÓN AUTONÓMICA: PECULIARIDADES	26
4- METODOLOGÍA	27
4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	27
4.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CONSUMO	27
4.1.2 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	29
4.1.3 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO Y DEL RECURSO SOLAR	43
4.2. CÁLCULOS	46
4.2.1 ANÁLISIS HORARIO DEL CONSUMO	46
4.2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN	47
4.2.3 ESCENARIO 1: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN	51
4.2.4 ESCENARIO 2: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES	65
4.2.5 ESCENARIO 3: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES INCLUYENDO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO	74
5- ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE ESCENARIOS	88
5.1 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 1	88
5.2 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 2	88
5.3 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 3	89
5.4 COMPARACIÓN ENTRE CASOS Y PERIODOS DE AMORTIZACIÓN	89
6- CONCLUSIONES	91
6.1 DIFERENCIAS EN LA INVERSIÓN INICIAL ENTRE ESCENARIO	91
6.2 FORMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GENERADA	91

6.3 INCERTIDUMBRE EN CUANTO AL MARCO REGULATORIO	92
6.4 CONCLUSIÓN FINAL	93

7- BIBLIOGRAFÍA	94
------------------------	-----------

7.1 REFERENCIAS	94
7.2 NORMAS	94
7.3 REALES DECRETOS	95
7.4 FUENTES DE DATOS	95
7.5 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	95

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 3.1: Proceso de casación. Fuente: OMIE</i>	<i>9</i>
<i>Ilustración 3.2: MIX mundial y español de energía primaria. Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 3.3: Potencia eléctrica instalada en la península, enero 2018. Fuente: Informe REE</i>	<i>11</i>
<i>Ilustración 3.4: Partes del aerogenerador. Fuente: renovablesverdes</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 3.5: Esquema general de instalación solar térmica. Fuente: estudiosolar</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 3.6: Esquema de instalación de geotermia en vivienda. Fuente: solargal</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 3.7: Irradiancia global media (1983-2005). Fuente: AEMET [3]</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 3.8: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada. Fuente: REE</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 4.1: Área seleccionada para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Fuente: Google Maps / Elaboración propia</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 4.2: Orientación del bloque de viviendas seleccionado para la instalación. Fuente: Google Maps / Elaboración Propia</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 4.3: Esquema de instalación fotovoltaica asociada a suministro, Fuente: Cenit Solar</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 4.4: Esquema de instalación fotovoltaica con acumulación asociada a suministro, Fuente: Cenit Solar</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 4.5: Estructura de una célula fotovoltaica. Fuente: Ecosolaresp</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 4.6: Curva I-V de un panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 4.7: Jinko Solar JKM265P, panel seleccionado para la instalación. Fuente: Jinko Solar</i>	<i>33</i>
<i>Ilustración 4.8: Agrupación de celdas conformando una batería. Fuente: autosolar [21]</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 4.9: Regulador de carga. Fuente: autosolar [21]</i>	<i>37</i>
<i>Ilustración 4.10: Evolución de una batería operando, con un regulador asociado. Fuente: IMF, Máster en energías renovables</i>	<i>39</i>
<i>Ilustración 4.11: Inversor. Fuente: teknosolar</i>	<i>40</i>
<i>Ilustración 4.12: Equipo de medida bidireccional. Fuente: SOLARMAT</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 4.13: Detalle de estructura salva tejas. Fuente: Solarstem</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 4.14: Distribución de las pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 4.15: Distribución mensual de las pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 4.16: Rendimiento de la instalación a lo largo del año. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 4.17: Disposición de paneles. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 4.18: Inversor Huawei SUN2000-20KTL. Fuente: Autosolar [21]</i>	<i>53</i>
<i>Ilustración 4.19: Características del inversor Huawei SUN2000-20KTL. Fuente: Autosolar [21]</i>	<i>55</i>

Ilustración 4.20: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 1. Fuente: Elaboración propia	58
Ilustración 4.21: Coste de demanda frente a coste tras aplicar autoconsumo y compensación. Fuente: Elaboración propia	65
Ilustración 4.22: Inversor Sunny Island 6.0 H. Fuente: Autosolar [21]	66
Ilustración 4.23: Características del inversor Sunny Island 6.0H. Fuente: autosolar [21]	67
Ilustración 4.24: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 2. Fuente: Elaboración propia	70
Ilustración 4.25: Batería estacionaria Ultracell UZS600, modelo escogido para la instalación. Fuente: autosolar [21]	76
Ilustración 4.26: Regulador Outback FLEXmax Extreme. Fuente: Merkasol [20]	77
Ilustración 4.27: Características del regulador. Fuente: merkasol [20]	77
Ilustración 4.28: Inversor Sunny Island 8.0H. Fuente: SMA	78
Ilustración 4.29: Esquema de la instalación híbrida. Fuente: Elaboración propia	79
Ilustración 4.30: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 3. Fuente: Elaboración propia	81
Ilustración 4.31: Consumo, generación y estado de carga de las baterías en mes desfavorable. Fuente: Elaboración propia	85
Ilustración 4.32: Consumo, generación y estado de carga de las baterías en mes favorable. Fuente: Elaboración propia	85
Ilustración 4.33: Análisis económico tras autoconsumo y aportación de baterías. Fuente: Elaboración propia	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Características de equipos. Fuente: Jinko Solar	34
Tabla 4.2: Resumen de potencias contratadas y consumos anuales de los suministros. Fuente: Elaboración propia	43
Tabla 4.3: Radiación, demanda y coeficientes radiación/demanda. Fuente: Elaboración propia	44
Tabla 4.4: Temperatura ambiente, irradiancia y temperatura de célula para cada mes. Fuente: Elaboración propia	47
Tabla 4.5: Cálculo del Performance Ratio a la entrada del inversor. Fuente: Elaboración propia	48
Tabla 4.6: Cálculo del Performance ratio de la instalación. Fuente: Elaboración propia	49
Tabla 4.7: Paneles en serie y paralelo según características de inversor. Fuente: Elaboración propia	56
Tabla 4.8; Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 1. Fuente: Elaboración propia	57
Tabla 4.9: Consumo mensual frente a producción en escenario 1. Fuente: Elaboración propia	57
Tabla 4.10: Distribución de la producción horaria (%) para cada mes. Fuente: Elaboración propia	59
Tabla 4.11: Irradiancia directa en condiciones normales en la ubicación del suministro. Fuente: Elaboración propia	60
Tabla 4.12: Distribución de porcentajes según la irradiancia diaria por mes. Fuente: Elaboración propia	61
Tabla 4.13: Modelo de producción horaria por mes, escenario 1. Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 4.14: Demanda, generación, demanda real y excedentes por mes en escenario 1. Fuente: Elaboración propia	63
Tabla 4.15: Ahorro económico teniendo en cuenta la energía autoconsumida y la compensación de excedentes. Fuente: Elaboración propia	64
Tabla 4.16: Paneles en serie y paralelo en escenario 2. Fuente: Elaboración propia	68

Tabla 4.17: Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 2.	Fuente: Elaboración propia	69
Tabla 4.18: Demanda y generación por mes en escenario 2.	Fuente: Elaboración propia	69
Tabla 4.19: Modelo de producción horaria por mes, escenario 2.	Fuente: Elaboración propia	71
Tabla 4.20: Ahorro energético con autoconsumo en escenario 2.	Fuente: Elaboración propia	72
Tabla 4.21: Ahorro económico con autoconsumo en escenario 2.	Fuente: Elaboración propia	73
Tabla 4.22: Comparación del coste de la demanda con y sin autoconsumo.	Fuente: Elaboración propia	73
Tabla 4.23: Datos de partida para dimensionar el almacenamiento.	Fuente: Elaboración propia	75
Tabla 4.24: Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 3.	Fuente: Elaboración propia	80
Tabla 4.25: Consumo mensual frente a producción en escenario 3.	Fuente: Elaboración propia	80
Tabla 4.26: Modelo de producción horaria por mes, escenario 3.	Fuente: Elaboración propia	83
Tabla 4.27: Resumen energético mensual del escenario 3.	Fuente: Elaboración propia	84
Tabla 4.28: Análisis económico tras evaluar la aportación de las baterías.	Fuente: Elaboración propia	86
Tabla 5.1: Coste de elementos de cada una de las instalaciones.	Fuente: Elaboración propia	89
Tabla 5.2: periodos de amortización de los distintos escenarios.	Fuente: Elaboración propia	90

1- INTRODUCCIÓN

Actualmente la sociedad tiene una gran dependencia de la electricidad, que lejos de disminuir va a aumentar a lo largo de los años. Debido a que la tendencia en los últimos tiempos es la de intentar que la energía producida sea lo más limpia posible, el camino que se está siguiendo se aleja cada vez más de los combustibles fósiles, dirigiéndose en su lugar hacia las energías limpias y renovables.

En este contexto actual, los marcos regulatorios buscan favorecer la energía generada con este tipo de tecnologías frente a otras más contaminantes. La tendencia mundial es la de impulsar medidas que apoyen la generación de una energía más limpia, pero a pesar de sus esfuerzos los resultados del último año indican que la cantidad de emisiones sigue aumentando.

Debido a esto, y con vistas a que la contaminación comience a disminuir paulatinamente, se antoja difícil imaginar un futuro en el que las energías renovables no carguen con todo el peso de la generación mundial.

En España ocurre lo mismo, aunque con salvedades. Con respecto a la energía solar fotovoltaica, que es en la que se centra este proyecto, distintas medidas tomadas a lo largo de los últimos años parecían ir en contra del objetivo conjunto de promover la generación limpia, puesto que la legislación incluía más dificultades que facilidades con respecto al autoconsumo fotovoltaico.

Sin embargo, a raíz de la publicación del nuevo real decreto 244/2019, un nuevo marco regulatorio mucho más amigable para este sector se abre paso, permitiendo que pueda resurgir de nuevo un tipo de autoconsumo al alcance de todo tipo de usuarios (desde pequeños consumidores domésticos hasta grandes empresas con elevada demanda energética).

Unas condiciones teóricamente mucho más favorables parecen sentar las bases necesarias para que el sector pueda resurgir de nuevo y continuar con una progresión que tuvo su auge hace años, y que se vio frenada por la legislación vigente hasta ahora.

En este punto se plantea este estudio, buscando evaluar la viabilidad o no de una instalación de este tipo al amparo de la nueva reglamentación vigente. La juventud del nuevo marco regulatorio deja aún muchas incógnitas que hacen mirar con escepticismo todo lo relacionado con este nuevo real decreto, pero a pesar de ello empiezan a aparecer algunas ventajas que pueden sumarle atractivo al autoconsumo fotovoltaico.

En este estudio se intentarán comprender las ventajas que ofrece el nuevo real decreto, las nuevas formas de autoconsumo que en él se plantean, y cómo pueden repercutir beneficiosamente en el usuario final.

2- OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

La revolución regulatoria que supone la aparición del real decreto 244/2019 supone una forma completamente distinta de entender el aprovechamiento de las instalaciones de autoconsumo con respecto a como se venía haciendo hasta ahora.

En este nuevo marco regulatorio se propone el diseño y la evaluación de diferentes instalaciones que permitan aprovecharse de las ventajas que la nueva legislación pone a disposición del autoconsumidor. Así, el objeto principal de este estudio es evaluar las ventajas e inconvenientes de cada una de las opciones, estimando el beneficio económico que pueden suponer en un punto de suministro.

El enfoque del estudio se realiza desde el punto de vista de una comunidad de vecinos, debido a que puede ser uno de los principales beneficiados por la nueva legislación gracias a la posibilidad de ejercer el autoconsumo colectivo.

3- ESTADO DEL ARTE

3.1 ANTECEDENTES

3.1.1 La energía en España

La energía es uno de los principales propulsores del desarrollo económico y social, ya que está presente en muchas facetas de la actividad económica. El acceso a este bien esencial es un pilar básico a la hora de impulsar una sociedad económica y socialmente y mejorar su calidad de vida, de ahí la importancia del sector eléctrico.

En 1988 comenzó en España la liberalización del sector eléctrico, permitiendo la competencia y separando las diferentes actividades reguladas del mismo (transporte y distribución) de las no reguladas (generación y comercialización). Así, aunque el transporte y la distribución sigan siendo actividades reguladas, la generación y la comercialización constituyen ahora actividades de libre mercado, de forma que sus precios surgen de la ley de oferta y demanda de los mercados.

Esto implica que los precios de la energía se obtienen diariamente en el mercado diario (con excepción de los contratos bilaterales), estando éste sujeto a unas normas reglamentadas por la ley 54/1997 del sector eléctrico. El operador del mercado eléctrico (en adelante OMIE) es la figura que garantiza que las operaciones realizadas en el mercado se lleven a cabo correctamente, de forma objetiva y transparente. Los precios de un día se fijan en el mercado eléctrico el día anterior, donde productores, comercializadores o consumidores directos entre otros presentan sus ofertas de compra o venta para las 24h del día siguiente. OMIE elabora con estas ofertas las curvas de compra y venta ordenadas de forma descendente y ascendente respectivamente, obteniéndose del cruce entre ambas el precio de la energía del día siguiente.

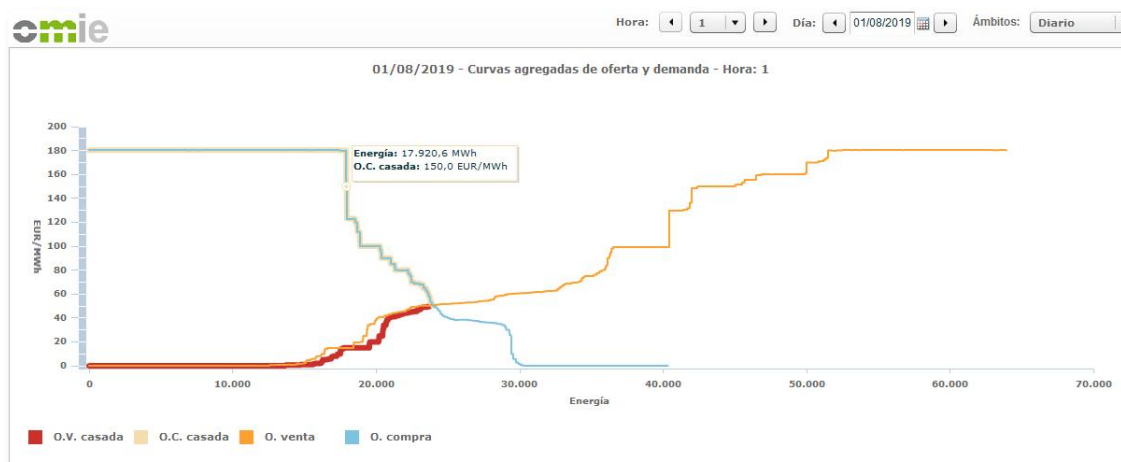


Ilustración 3.1: Proceso de casación. Fuente: OMIE

Como se aprecia en la gráfica superior, las curvas de compra y venta fijan el precio de cada una de las horas. Las ofertas de compra que queden por debajo de este precio quedarán sin casar, al igual que las ofertas de venta que queden por encima, tal y como se puede ver en la Ilustración 3.1.

Es importante tener esto en cuenta, dado que esto implica que el precio de la energía depende de muchos factores, que pueden provocar que éste se dispare. Esta circunstancia ya se ha dado previamente alcanzándose máximos mensuales históricos en 2008 que se han vuelto a producir en 2018, y que repercuten de forma directa en un aumento de las tarifas eléctricas.

3.1.2 Las energías renovables dentro del mix energético actual

Un factor muy importante que determina el precio final de la energía en el mercado viene determinado por las tecnologías que contribuyen a la generación de la misma (puede comprobarse este mix en la web de REE). Cabe destacar que en los últimos años existe una lucha constante contra el cambio climático, intentando que este mix se decante cada vez más a favor de las energías renovables. Sin embargo, y a pesar de que en 2018 se han impulsado multitud de medidas gubernamentales para apoyar tal fin, en 2018 aumentaron en un 2% las emisiones a nivel mundial. Este crecimiento viene de la mano del aumento de la demanda global, que creció un 2,9 % por causas achacables, entre otros factores, a la meteorología y al desarrollo de economías como la china, la india o la estadounidense. Como consecuencia de este crecimiento, la generación mundial de electricidad se ha visto también afectada, aumentando en un 3,7% en lo que supone una de las mayores tasas de crecimiento de los últimos veinte años.

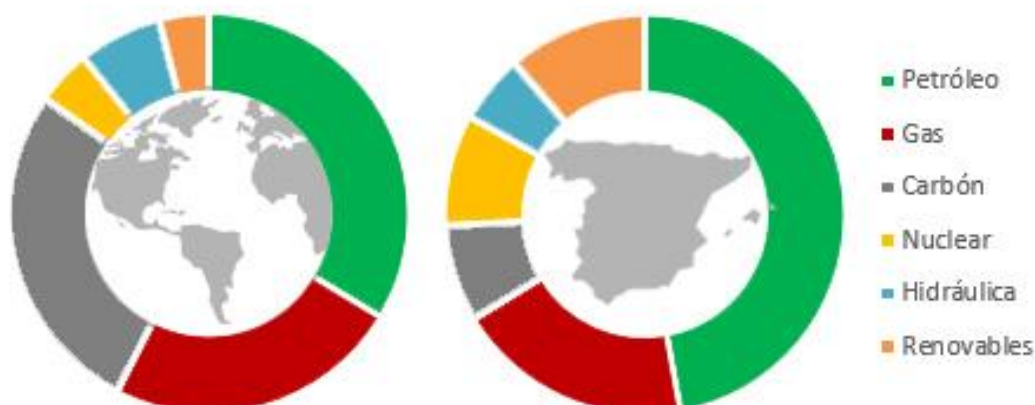


Ilustración 3.2: MIX mundial y español de energía primaria. Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019

Este crecimiento ha sido liderado por las energías renovables, que han crecido un 14,5 % con respecto a la cifra anterior. Esto se debe a la madurez que va alcanzando la tecnología relacionada con el aprovechamiento de las energías renovables, pero no logra compensar el impacto de las emisiones producido por los aumentos en la demanda y la generación anteriormente mencionados.

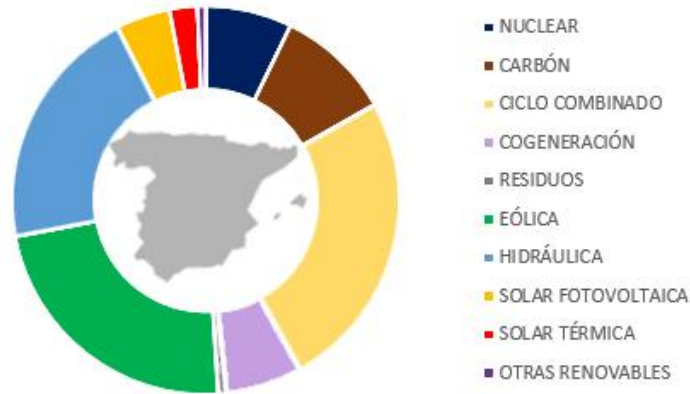


Ilustración 3.3: Potencia eléctrica instalada en la península, enero 2018.

Fuente: Informe REE

Los resultados son mejores en España si se comparan con el resto del mundo. A pesar del aumento de consumo total de energía primario (que aumentó en un 1,8% con respecto al ejercicio anterior), y gracias al descenso del carbón y al aumento de producción de energía renovable, las emisiones de CO₂ en España se redujeron un 1,6%, dato positivo que contrasta con los resultados mundiales.

Estos resultados ponen de manifiesto la gran importancia que están cobrando las energías renovables dentro del mix energético no solo nacional, sino mundial. El objetivo es ir descarbonizando la generación energética, y este tipo de aprovechamientos renovables son una de las claves para tal fin. [1]

Entre estas energías renovables, se incluyen algunas como la hidráulica, eólica, solar, biomasa o geotermia. Abundando en el aprovechamiento de la energía solar, éste puede llevarse a cabo mediante dos vías; aprovechamiento basado en la vía térmica, que se basa en calentar un fluido que transporta calor y genera electricidad mediante una turbina y un alternador, o aprovechamiento mediante un sistema fotovoltaico (cuyo funcionamiento se describirá más adelante). En el caso concreto de este estudio, se utilizará como fuente de energía la solar fotovoltaica, debido a la madurez y competitividad de la tecnología hasta ahora desarrollada para aprovechar este recurso. No obstante, existen otras alternativas que se utilizan como fuentes de energía, tanto eléctrica como térmica, permitiendo así el ahorro energético en la vivienda.

3.1.2.1 La energía minieólica

Se denomina energía minieólica a aquella energía que aprovecha el recurso eólico mediante aerogeneradores cuya potencia sea inferior a 100 kW. Además de limitar su potencia, se establece un máximo área de barrido de 200 m².

El autoconsumo utilizando esta tecnología aporta una serie de ventajas:

- Permite la generación en lugares alejados y aislados de la red eléctrica.
- El uso de esta tecnología disminuye las pérdidas por transporte y distribución.
- Puede combinarse con otras tecnologías como la fotovoltaica (que se incluye más adelante), estableciéndose así instalaciones híbridas que aumentan la autonomía.

Por el contrario, también cuenta con desventajas. Es posible que, debido al espacio que implica un aerogenerador, no pueda instalarse en ciertos puntos de suministro, limitando por lo tanto su uso a zonas más alejadas con menores restricciones.

El aerogenerador de pequeña potencia, que es el utilizado en este tipo de instalaciones, cuenta con los siguientes componentes:

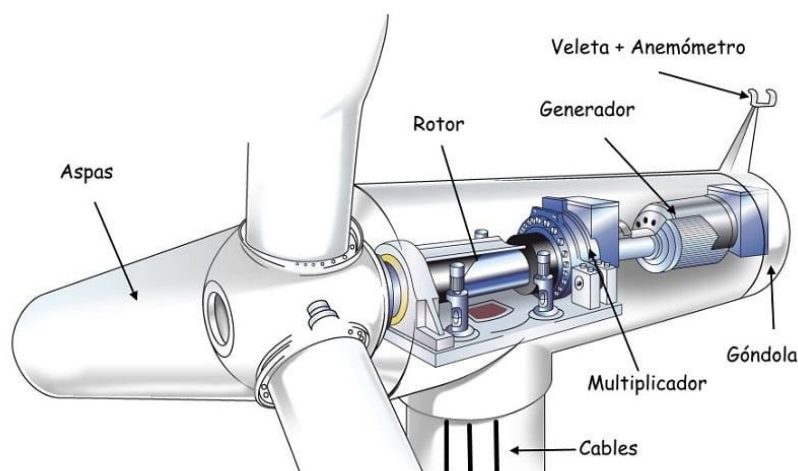


Ilustración 3.4: Partes del aerogenerador. Fuente: renovablesverdes

- Rotor: mediante el movimiento provocado por efecto del viento, convierte la energía cinética en energía mecánica.
- Generador eléctrico: Se encuentra acoplado al rotor mecánicamente, y es el encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica.
- Timón de cola: Permite orientar el molino para aprovechar al máximo el recurso disponible.

- Inversor: Este es un elemento común en la mayoría de instalaciones de autoconsumo, dado que es el encargado de transformar la energía generada para que pueda ser utilizada en el punto de suministro.
- Limitador de potencia: Permite regular la velocidad del aerogenerador, ya que pueden darse casos en los que vientos de velocidad excepcional hagan que éste trabaje por encima de su régimen de diseño pudiendo así dañarse.

No obstante, esta tecnología no podría aplicarse en el caso de estudio debido a las restricciones anteriormente mencionadas.

3.1.2.2 La energía termosolar

Se denomina energía termosolar (o energía solar térmica) a aquella que proviene del aprovechamiento de la energía solar para producir calor. Este calor puede aprovecharse tanto para ACS como para generar energía eléctrica. Una instalación de aprovechamiento termosolar cuenta con los siguientes componentes:

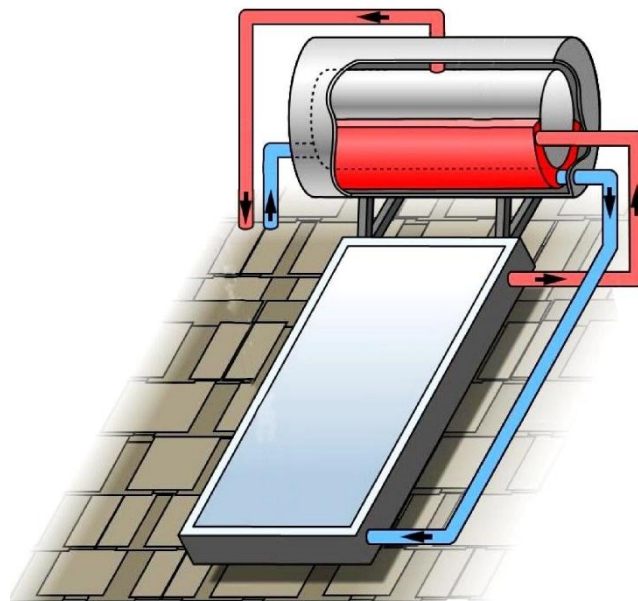


Ilustración 3.5: Esquema general de instalación solar térmica. Fuente: estudiosolar

- Captador solar: Este elemento permite la conversión de radiación solar en energía térmica. Existen varios tipos de captador (placa plana, tubos de vacío o absorbedores)
- Circuito primario: se trata de un circuito cerrado que permite transportar el calor desde el captador hasta el acumulador, donde es almacenado. El fluido que circula por este circuito es enfriado una vez sale del acumulador y vuelve al colector o captador para calentarse de nuevo, repitiendo el ciclo.
- Intercambiador de calor: Permite calentar el agua de consumo gracias al calor generado a partir de la radiación solar. Se sitúa en el circuito primario.

- Acumulador: Se trata de un depósito en el que se acumula el fluido caliente útil para el consumo.
- Circuito secundario: Se trata del circuito de consumo, en el que el agua fría se calienta tras pasar por el acumulador para su posterior uso.
- Vaso de expansión: Permite variaciones en el volumen del fluido caloportador, para evitar sobrepresiones.

3.1.2.3 La energía geotérmica

Esta energía utiliza el calor presente en las capas más profundas del subsuelo, permitiendo obtener calefacción y agua caliente (además de refrigeración en verano). Para ello, este tipo de instalaciones cuenta con los siguientes elementos:

- Pozo: perforación que puede realizarse bajo la propia vivienda, y cuya profundidad suele oscilar entre 80 y 150 m. Este tipo de perforaciones, que tiene forma de “U”, puede ser simple o doble (estos últimos tienen un mayor rendimiento que los primeros, siendo necesaria una menor profundidad para obtener el mismo resultado).
- Bomba de calor: permite trasladar el calor obtenido mediante el pozo y trasladarlo al sistema de climatización. Dependiendo de si quiere calentarse o enfriarse la vivienda, la bomba de calor trabajará en uno u otro sentido.
- Sistema de climatización: Existen varios tipos, aunque el de uso más extendido en esta tecnología es el de suelo radiante, más eficiente que los radiadores convencionales.

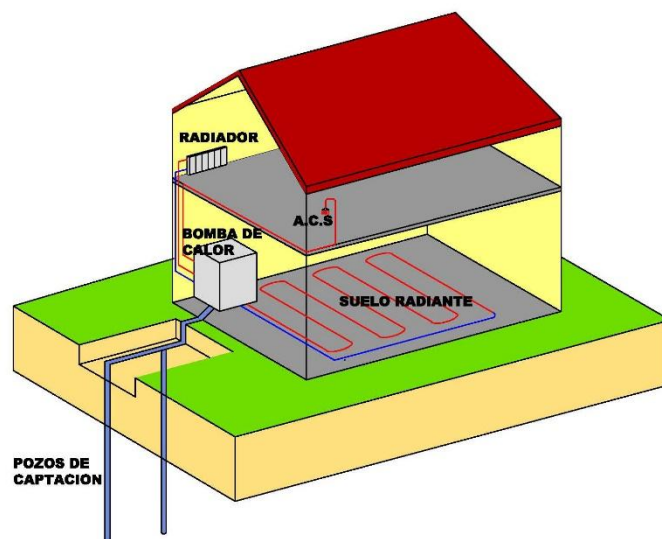


Ilustración 3.6: Esquema de instalación de geotermia en vivienda. Fuente: solargal

3.1.2.4 La energía solar fotovoltaica

Se denomina energía solar fotovoltaica a aquella energía generada a partir células solares o fotovoltaicas, que se distribuyen en paneles, y que transforman la energía solar en energía eléctrica. La luz solar es portadora de energía en forma de un flujo de fotones, que son capaces de provocar una corriente eléctrica al incidir en ciertos materiales.

Las células están fabricadas a partir de materiales semiconductores cristalinos a los que se añaden cierto tipo de impurezas, capaces de generar energía eléctrica a partir de la energía lumínica gracias al denominado efecto fotovoltaico. La disposición habitual de esta célula suele ser con dos láminas de material semiconductor muy delgadas y superpuestas (la primera de ellas cristal de silicio con impurezas de fósforo, y la segunda cristal de silicio con impurezas de boro). Al incidir la energía solar en la célula, provoca una corriente eléctrica en el interior de la misma.[2]

El rendimiento de un módulo fotovoltaico depende de variables como la radiación solar, o la temperatura de funcionamiento del mismo. Con el fin de poder comparar el rendimiento de diferentes módulos en igualdad de condiciones, existen unas condiciones predefinidas de trabajo en las que evaluar el desempeño de los dispositivos y poder compararlos entre sí (25 °C de temperatura y 1000 W/m² de radiación solar, expresándose la potencia de un módulo fotovoltaico en vatios pico, o Wp).

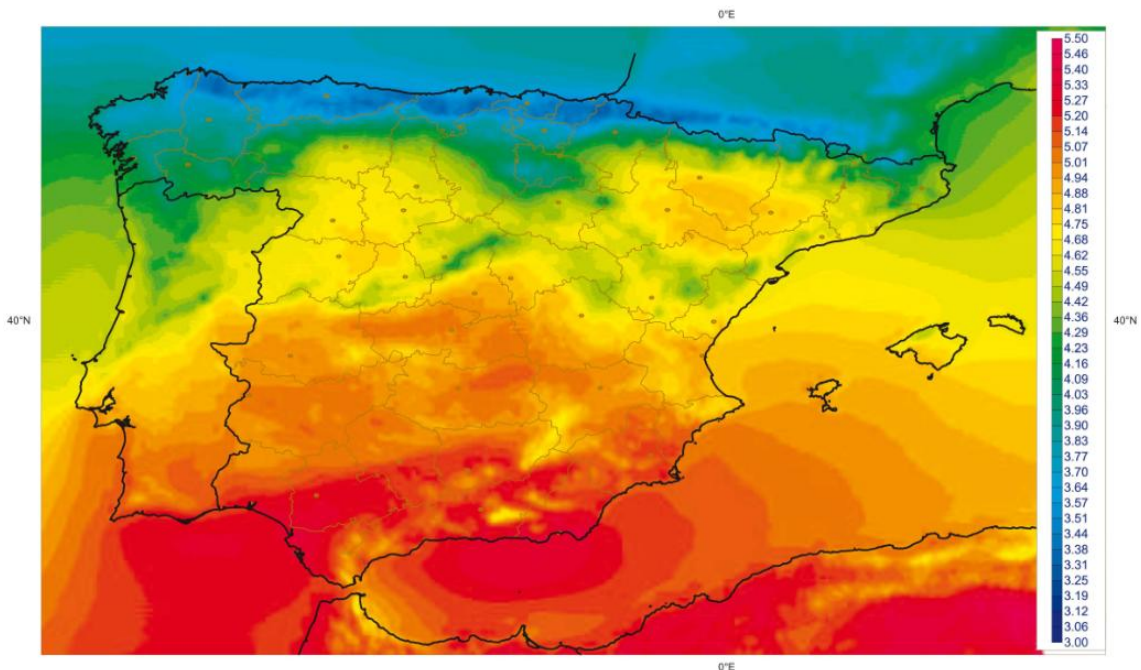


Ilustración 3.7: Irradiancia global media (1983-2005). Fuente: AEMET [3]

El aprovechamiento de este tipo de tecnología puede llevarse a cabo de dos maneras, alrededor de las cuales se elaboran las modalidades de autoconsumo que se verán más adelante. Puede aprovecharse mediante instalaciones aisladas, que aprovecha de forma directa la energía producida o bien la almacena en baterías para su posterior aprovechamiento, o mediante instalaciones conectadas a la red, que abre al usuario la posibilidad de vender la energía generada.

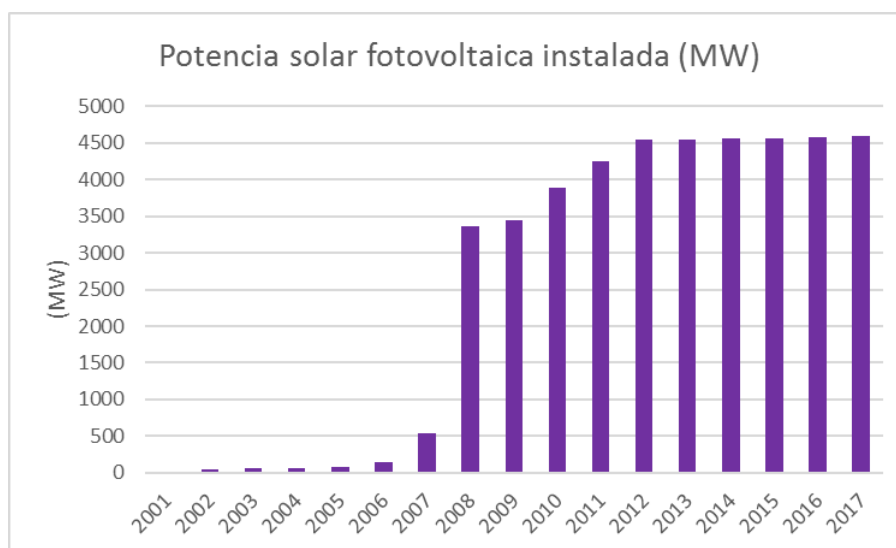


Ilustración 3.8: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada. Fuente: REE

Sin embargo, y a pesar de lo desarrollada que se encuentra esta tecnología actualmente, existen otros factores que influyen a la hora de decidirse por una instalación fotovoltaica para autoabastecerse. Uno de los más importantes es el marco regulatorio existente alrededor del autoconsumo, que ha variado a lo largo de los años modificando también la forma en que los usuarios se aprovechan de las ventajas o inconvenientes del mismo.

3.1.3 La historia del autoconsumo en España

A pesar de la variación en los precios del mercado anteriormente mencionada, el autoconsumo había dejado de ser una alternativa a tener en cuenta hasta la publicación del nuevo RD 244/2019 por el que se regulan las condiciones del autoconsumo. Previamente, esta actividad estaba regulada por el RD 900/2015, que ponía muchas más trabas y encarecía aún más la instalación y aprovechamiento de este tipo de instalaciones. Sin embargo, la derogación del impuesto al sol y la posterior entrada en vigor del nuevo RD han sentado las bases de un marco mucho más favorable para el autoconsumo.[5]

Es en este nuevo escenario en el que se plantea el desarrollo de este estudio, que busca dimensionar una instalación fotovoltaica en una comunidad de vecinos permitiendo el autoconsumo. Además, se estudiarán las distintas modalidades existentes en el nuevo RD, seleccionando la más beneficiosa para el suministro. Por último, se planteará también la posibilidad de diseñar una instalación enfocada puramente al autoconsumo que almacene el excedente producido en lugar de verterlo a la red, y lo utilice en horas de baja o nula producción. Es interesante comparar estos dos enfoques de aprovechamiento de una instalación fotovoltaica, dado que a lo largo de estos últimos años ha habido modificaciones en la legislación, variando también la forma de optimizar el aprovechamiento del recurso solar. Para entender cómo se ha llegado a la situación actual, es necesario hacer un repaso de los distintos escenarios que se han dado a lo largo de la historia del autoconsumo, desde que ésta apareció hasta el día de hoy.

3.1.3.1 Real decreto 2818/1998

En este real decreto se estableció por vez primera la retribución de la energía vertida. Además, las instalaciones que no participaban en el mercado de producción recibían un complemento en función de la energía reactiva cedida. Sin embargo, no sería hasta la entrada en vigor del RD 436/2004 cuando se estableció el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. [12]

3.1.3.2 Real decreto 436/2004

Hasta diciembre de 2013, los propietarios de instalaciones de producción de energía eléctrica podían producir, gestionar y consumir la energía generada, con o sin acumulación, de una forma sencilla y rentable. Así, la generación fotovoltaica repercutía un gran ahorro, pudiendo adaptarse el consumo del suministro a la producción.

El RD 436/2004 obligaba a las compañías eléctricas a comprar la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas. Además, el gobierno primaba el kWh vendido, pagándose éste a un precio casi 6 veces superior al coste de compra base en caso de ser la potencia instalada menor de 100 kWp, y 3 veces más en caso de ser la potencia mayor de 100 kWp. Por si esto fuese poco, existían también subvenciones y ayudas a nivel estatal que favorecían aún más la inversión en este tipo de instalaciones. [13]

3.1.3.3 Ley 24/2013

A la publicación del RD 436/2004 siguió la del RD 1699/2011, que no variaba demasiado el escenario con respecto a lo existente anteriormente. Pero en 2013

comenzó la revolución, al menos en aquello que concernía al autoconsumo, que supuso una drástica disminución de la puesta en marcha de nuevas instalaciones.

El BOE publicó el 27 de diciembre de 2013 la ley 24/2013, de 26 de diciembre, que regulaba el sector eléctrico sustituyendo la ley 54/1997 (vigente desde el año 1997). Esta nueva ley buscaba terminar con el déficit de tarifa, estableciendo por primera vez la figura del autoconsumo de electricidad. No obstante, imponía una serie de obligaciones que lo hacían prácticamente inviable. Se distinguían tres modalidades de autoconsumo:

- Suministro con autoconsumo: Se trataban de instalaciones no registradas como instalaciones de producción, en las que únicamente existía el sujeto consumidor. Esta modalidad tenía la ventaja de no exigir tantas obligaciones, pero tampoco permitía vender los excedentes al mercado.
- Producción con autoconsumo: Estas instalaciones, en las que existía un sujeto consumidor y un sujeto productor, debían estar registradas como instalaciones de producción. Implicaba ciertas obligaciones contables, pero permitía asimismo vender los excedentes al mercado.
- Producción de autoconsumo mediante línea directa: Estas instalaciones debían estar registradas como instalaciones de producción, y también existían las figuras de sujeto consumidor y productor. Es similar a la modalidad anterior, con la peculiaridad de que las instalaciones de producción y consumo están conectadas a través de una línea directa.

Los desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico habían provocado la aparición de un déficit estructural que puso de manifiesto la inestabilidad económica y financiera del sistema. Esto impedía garantizar un marco regulatorio estable, necesario para el correcto desarrollo de una actividad muy intensiva en inversión. Por este motivo, esta ley buscaba corregir esta situación, aportando una estabilidad regulatoria cuyo objetivo era la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Con respecto a las energías renovables, la ley buscaba complementar los ingresos de mercado de estas tecnologías con una retribución regulada específica que permitiera competir con el resto de las tecnologías disponibles en el mercado. Esto tenía el objetivo de permitir cubrir costes que de otra manera no podían recuperarse en el mercado, obteniendo una rentabilidad que de otra forma no hubiera sido posible.

No obstante, la gran novedad vino con la obligación por parte de las instalaciones de autoconsumo de financiar los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. Así, cualquier consumidor sujeto a alguna modalidad de autoconsumo debía contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, siempre que estuviese conectado a la red total o parcialmente. Esto se

traducía en la obligación de pagar los mismos peajes de acceso a red y cargos asociados a costes del sistema que un consumidor no sujeto a ninguna modalidad de autoconsumo.

Esto implicaba que los costes variables de una instalación de autoconsumo resultaban similares a los que cualquier persona podía tener por el mero hecho de comprar la electricidad a la compañía eléctrica correspondiente. Así, esta normativa dificultaba sobremanera la recuperación de la inversión debido a los peajes de acceso y el “impuesto al sol”, además de implicar trámites complejos a la hora de dar de alta una instalación de autoconsumo. Por todos estos motivos, en este marco regulatorio existente se redujo en gran medida la cantidad de nuevas instalaciones de autoconsumo. [6], [15]

3.1.3.4 Real Decreto 900/2015

La entrada en vigor de este nuevo real decreto, supuso la regulación de las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de autoconsumo y producción con autoconsumo. Contrariamente a lo que el sector requería, este real decreto supuso más un freno que un impulso al autoconsumo.

Lo dispuesto en este real decreto era de aplicación a las instalaciones conectadas a la red, aun contando éstas con dispositivos antivertido que evitasen el vertido de excedentes de producción a la red. Esto implicaba unos procesos más costosos y complejos a la hora de dar de alta una instalación, además de implicar el pago de peajes y del ya citado “impuesto al sol” (reduciendo así el retorno de la inversión).

En este real decreto se diferenciaban dos modalidades de autoconsumo:

- Tipo 1: Válidas para un consumidor único en un único punto de suministro, con una o varias instalaciones de generación conectadas a su red interior. Dado que solo existía un único sujeto consumidor, la instalación generadora no debía estar dada de alta como instalación de producción eléctrica. Solo se permitía este tipo de autoconsumo en consumidores con una potencia contratada inferior a 100 kW, no superando la potencia máxima instalada de los paneles solares la potencia contratada.

Además, el titular del punto de suministro y la instalación de generación debía ser el mismo, impidiendo así la posibilidad de disponer de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de vecinos que alimentase cada una de las viviendas.

Era también obligatoria la instalación de un contador homologado que midiese la energía generada, y de otro equipo de medida independiente que midiese la energía importada de la red.

- Tipo 2: Válidas para un consumidor único en un único punto de suministro, con una o varias instalaciones de producción conectadas a su red interior, o que compartiesen infraestructura de conexión con el consumidor mediante línea directa. Existía un sujeto consumidor y un productor, por lo que la instalación generadora sí debía estar dada de alta como instalación de producción eléctrica. No existía un límite en la potencia contratada por parte del consumidor asociado, aunque se mantenía la condición que limitaba la potencia máxima instalada de los paneles a la potencia contratada.

En caso de que existiese más de una instalación de producción conectada al consumidor, el titular de todas las instalaciones de producción debía ser el mismo, pero no tenía por qué coincidir con el consumidor como en el tipo 1.

En instalaciones de menos de 100 kWp en las que consumidor y productor fuesen el mismo, era necesario instalar sendos contadores bidireccionales que midiesen la energía recibida e inyectada a la red. Aquellas instalaciones de más de 100 kW tenían la obligación de instalar un equipo de medida bidireccional para la generación, y otro equipo que midiese el consumo total del consumidor asociado.

Se permitía además vender los excedentes de producción en el mercado de generación (teniendo en cuenta el impuesto de generación para productores eléctricos ya mencionado, que ascendía a un 7%). Se permitía además el uso de baterías, pero éstas no eximían del pago entre otros conceptos del peaje de respaldo (a pesar de que teóricamente es ésta la función de estos elementos).

Las medidas que incluía este RD no solo no contribuían a mejorar el escenario del autoconsumo, sino que dificultaban aún más los trámites necesarios para dar de alta y gestionar una instalación, además de aumentar los costes asociados (reduciendo así la rentabilidad del proyecto) [7]. Pero esto ha cambiado con la entrada en vigor del nuevo RD 244/2019, que ha modificado por completo el escenario existente hasta ahora.[16]

3.1.3.5 Real Decreto 244/2019

El nuevo real decreto establece un nuevo marco regulatorio para el autoconsumo mucho más permisivo que el vigente hasta ahora. Esto hace prever un aumento en el número de nuevas instalaciones de este tipo, ya que las condiciones que se determinan en él son mucho más ventajosas para los consumidores que quieran acogerse al autoconsumo. En este RD existen cinco claves principales:

- Se eliminan las tasas e impuestos a la generación fotovoltaica presentes hasta el momento, que como ya se ha indicado previamente dificultaban el retorno de la inversión.
- Se establece la compensación de consumos de forma que los excedentes que se generen en una instalación se van a verter a la red, siendo compensado el usuario a través de su compañía comercializadora.
- Se permite el autoconsumo compartido, lo que habilita la aplicación de instalaciones de autoconsumo en comunidades de vecinos o polígonos industriales (como se vio anteriormente, esto no era posible con el anterior marco regulatorio). El reparto de energía que corresponde a cada uno de los suministros pertenecientes a la instalación de autoconsumo se efectuará mediante unos coeficientes de reparto a definir por los usuarios, por los que se determina la cantidad de energía producida que corresponde a cada suministro.
- Se eliminan los límites de la potencia instalada. Como se ha visto anteriormente, la potencia máxima a instalar no podía superar la potencia contratada. Con el nuevo RD se elimina esta restricción, permitiendo instalar potencias superiores a la contratada.
- Se permite la explotación de las instalaciones fotovoltaicas por parte de terceros.

Vistas las claves principales, cabe destacar que en este RD se establecen dos modalidades de autoconsumo:

Por un lado, está el autoconsumo sin excedentes. Esta modalidad deberá contar con un dispositivo de antivertido que evite el vertido de los excedentes a la red.

Por otro lado, existe la modalidad de autoconsumo con excedentes, que permite verter los excedentes de energía producida a la red. Dentro de este tipo de autoconsumo existen a su vez dos casos:

- Autoconsumo con excedentes acogido a compensación de excedentes: Como se ha adelantado anteriormente, se obtiene una compensación por la energía vertida a la red. Esta compensación se lleva a cabo mediante un saldo, de forma que la energía excedentaria vertida a la red quedará registrada en el equipo de medida bidireccional instalado en el suministro. A esta energía vertida se le asignará un valor (a definir según el precio del mercado u ofertas de las compañías comercializadoras), que se descontará del importe total al terminar el ciclo de facturación.
- Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación: En este caso la compañía eléctrica compra el excedente de energía vertido a la red a un precio a negociar entre el usuario y la compañía comercializadora. El importe total obtenido como consecuencia de la venta de energía se abonará cuando

corresponda, a diferencia de la anterior modalidad, en la que la compensación se lleva a cabo mes a mes (siendo el ciclo de facturación mensual).

Por lo tanto, en función de las diferentes modalidades de autoconsumo establecidas en el nuevo RD, es interesante establecer qué modalidad es más ventajosa para cada tipo de suministro. En el caso de instalaciones con una potencia inferior a 15 kW los trámites son sencillos, dado que no es necesario realizar ningún trámite con la compañía comercializadora. El único requisito es comunicar a la comunidad autónoma las características de la instalación, rellenando además el boletín de la instalación, y siendo la propia comunidad autónoma la que se pone en contacto con la comercializadora. Así pues, para este tipo de instalaciones podría ser más ventajosa la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Para instalaciones cuya potencia instalada se encuentre entre 15 y 100 kW, son necesarios trámites de acceso y conexión a la red. Por tanto, dependiendo del consumo de la instalación y de si se producen o no excedentes, puede ser más ventajoso acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes (en caso de que no se produzcan apenas excedentes, ya que se simplifican bastante los trámites), o a la modalidad de autoconsumo con compensación (en caso de que los excedentes producidos justifiquen llevar a cabo los trámites indicados anteriormente).

Por último, en el caso de instalaciones con más de 100 kW instalados no es posible acogerse a la modalidad de excedentes con compensación. Así, una instalación de este tipo únicamente podría acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes (con el correspondiente mecanismo antivertido), o de excedentes sin compensación (vendiendo a mercado la energía excedentaria).

Por otro lado, el nuevo RD también contempla las instalaciones acogidas a alguna de las antiguas modalidades definidas en el antiguo RD 900/2015, indicando en su disposición transitoria primera las condiciones que deben darse para efectuar el cambio. Será obligación del consumidor comunicar a la comunidad autónoma la modalidad de autoconsumo a la que quiere acogerse según el nuevo RD. [17]

3.2 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DEL AUTOCONSUMO SEGÚN EL NUEVO RD

En este estudio se tienen en cuenta varias opciones, que incluyen diferentes modalidades de autoconsumo. Por eso, deben estudiarse también los diferentes trámites que deben llevarse a cabo para comenzar con la explotación, dependiendo del tipo de autoconsumo y de las propiedades de la instalación de producción. Como se desarrollará más adelante, las dos opciones que se barajan para este estudio son la de acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, o a la de autoconsumo con excedentes acogida a compensación (estas modalidades se han explicado someramente en el apartado anterior). Como se verá a continuación, el acogerse a la

modalidad sin excedentes cuenta con algunas ventajas administrativas por no ser necesario realizar ciertos trámites.

3.2.1 Tramitación administrativa en el caso de autoconsumo sin excedentes

En este caso, el titular del punto de suministro lo es también de las instalaciones de generación. Para el caso concreto de las instalaciones con autoconsumo colectivo (aplicable a este estudio), la titularidad es compartida entre todos los miembros incluidos en el autoconsumo. Los pasos a seguir serán los siguientes:

- Proyecto técnico con diseño de la instalación: por ser la potencia instalada mayor de 10 kW (a pesar de ser en BT), es necesario presentar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico.
- Por tratarse de una instalación sin excedentes no es necesario solicitar permisos de acceso y conexión, quedando asimismo exentas este tipo de instalaciones de presentar avales y garantías para la conexión. No obstante, sí que debe solicitarse el código de autoconsumo (en adelante CAU), formado por el CUPS seguido del código A y tres cifras.
- Las autorizaciones ambientales y de utilidad pública se gestionan a nivel autonómico, por lo que es necesario consultar las posibles restricciones en la comunidad autónoma pertinente, que será quien dé el visto bueno final en este sentido.
- Con respecto a la autorización administrativa previa y de construcción, la instalación estará exenta por el hecho de tener una potencia inferior a 100 kW. La licencia de obras se registrará según el ayuntamiento que corresponda, tras lo cual se llevará a cabo la ejecución de la instalación.

Una vez esté ejecutada la instalación, es necesario llevar a cabo otra serie de trámites:

- Deberá someterse la instalación a una serie de inspecciones periódicas, cuya periodicidad y carácter vendrán determinadas por la comunidad autónoma que corresponda según la ubicación de la instalación (para BT se llevan a cabo cada 5 años).
- En relación con los certificados de instalación y de fin de obra, por ser la potencia instalada superior a 10 kW y estar conectada a BT, debe presentarse el certificado de instalación y disponer además de un certificado final de obra.
- La instalación estará exenta de establecer un contrato de acceso por tratarse de una instalación de BT de menos de 100 kW. No obstante, sí que es necesario comunicar a la comunidad autónoma la modificación contractual que se va a llevar a cabo por el hecho de pasar a contar el suministro con autoconsumo.

- Los suministros acogidos a autoconsumo sin excedentes están exentos de efectuar un contrato de servicios auxiliares, así como de solicitar una licencia de actividad.
- Es necesario notificar a distribuidora el acuerdo de reparto en el caso de instalaciones de autoconsumo colectivo (aplicable a este estudio en concreto). Los coeficientes de reparto entre los diferentes suministros que conforman la instalación pueden aplicarse en función de distintas variables, como son la potencia contratada o la aportación económica a la instalación de autoconsumo (criterios a convenir entre los afectados).
- Según la comunidad autónoma puede o no existir un registro autonómico de autoconsumo, en cuyo caso debe llevarse a cabo la inscripción en dicho registro. Debe efectuarse también la inscripción en registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica (este trámite se efectúa a través de la comunidad autónoma, que envía la información al ministerio por vía telemática).
- No es necesario inscribirse en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (en adelante RAIPRE), ni adherirse a un contrato de representación en el mercado (dado que por contar la instalación con un mecanismo antivertido, no existe energía vertida a la red con la que pueda negociarse).

Puede comprobarse por los pasos anteriormente descritos que dar de alta una instalación para comenzar a autoconsumir requiere de tiempo, pero también existen ciertos trámites que no es necesario realizar por el hecho de contar con una instalación sin vertido de excedentes.

3.2.2 Tramitación administrativa en el caso de autoconsumo con excedentes acogido a compensación

Antes de definir los trámites a seguir en este tipo de instalaciones, es necesario definir el tipo de conexión; puede tratarse de una instalación próxima en red interior (en la que la conexión se efectúa a la red interior del consumidor), o de una instalación próxima a través de red (en la que la conexión se efectúa a través de red). En el caso concreto de este estudio, se efectuará la conexión a través de red interior

Además, es necesario definir una serie de condiciones que debe cumplir un suministro acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes compensación; la generación debe ser de una fuente renovable, la potencia instalada menor de 100 kW, debe existir un contrato único para el consumo y los servicios auxiliares, y no se puede tener otorgado un régimen retributivo adicional específico (no puede acogerse la instalación a ningún otro régimen de primas). En el caso de este estudio se cumplen todas las

condiciones, por lo que el autoconsumo con excedentes acogido a compensación es la otra opción que se valora

Los pasos a seguir son similares a los descritos anteriormente en el caso del autoconsumo sin excedentes:

- El diseño de la instalación requiere también de proyecto técnico, por las características de la misma. Sin embargo, además de solicitar el CAU es necesario solicitar permisos de acceso y conexión, debiendo depositar también avales o garantías (40 €/kW).
- Debe tramitarse el acceso y la conexión según el RD 1699/2011, y al igual que en el caso anterior, deben consultarse con la comunidad autónoma correspondiente las autorizaciones ambientales y de utilidad pública.
- No es necesaria una autorización administrativa previa o de construcción, dado que la potencia instalada es menor de 100 kW y además el suministro es de baja tensión.
- La licencia de obras depende del ayuntamiento en el que se encuentre el suministro y se tramita de igual forma que en el caso del autoconsumo sin excedentes.

Hasta el momento de ejecución de la obra los trámites son prácticamente los mismos para el autoconsumo con excedentes con compensación o sin excedentes, con excepción de todos aquellos que tienen que ver con conexión a red (que se obvian en el segundo caso). Una vez ejecutada la obra, hay que seguir los siguientes pasos:

- La inspección inicial y las sucesivas inspecciones periódicas se efectúan según dicte la comunidad autónoma, de igual forma que en el caso anterior. Deben además presentarse los certificados de instalación y fin de obra por tratarse de una instalación con potencia instalada superior a 10 kW (al igual que en el caso de autoconsumo sin excedentes).
- Es necesario solicitar autorización de explotación, debiendo consultar la tramitación correspondiente con la comunidad autónoma pertinente.
- Al igual que en el caso anterior, debido a las características de la instalación no es necesario un contrato de acceso, pero sí es necesario comunicar la modificación del contrato a través de la comunidad autónoma.
- El contrato de suministro de energía para los servicios auxiliares es obligatorio, salvo que éstos se consideren despreciables. Esto ocurre en caso de que se cumplan las siguientes condiciones
 - Deben ser instalaciones próximas de red interior
 - Deben tratarse de instalaciones de generación con tecnología renovable destinadas a suministrar uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo. Además, su potencia instalada debe ser menor de 100 kW.

- En cómputo anual, la energía consumida por los servicios auxiliares de producción debe ser inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.
- No es necesario obtener licencia de actividad, por acogerse a la modalidad de excedentes con compensación. Además, y al igual que en el anterior caso, es necesario establecer un acuerdo de reparto e informar a distribuidora.
- La instalación está exenta de incluirse en el registro autonómico de autoconsumo, pero sí debe inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica (aunque es un procedimiento entre administraciones que no supone una carga extra para el autoconsumidor). El autoconsumo con excedentes acogido a compensación se incluye en la subsección a).
- La inscripción en el RAIPRE no es necesaria, por aplicarse compensación a los excedentes. Por último, tampoco es necesario un contrato de representación en el mercado, ya que la energía excedentaria se utiliza para compensar mediante un contrato en el que autoconsumidor y comercializadora fijan las condiciones. En ningún momento la comercializadora puede realizar ofertas en el mercado con dicha energía.

3.2.3 Tramitación autonómica: peculiaridades

En el caso de Cantabria, que es la comunidad autónoma donde se afinsa la instalación objeto de este estudio, existe un procedimiento abreviado para obtener la autorización de puesta en servicio, debiendo presentar la siguiente documentación:

- Proyecto firmado
- Certificados de conformidad de equipos generadores e inversores
- Contrato técnico suscrito con la empresa distribuidora
- Certificado de instalación eléctrica
- Memoria técnica de diseño.

El plazo de resolución en el caso de esta comunidad es de tres meses como máximo tras la presentación en el registro. El silencio administrativo pasado este periodo implica un resultado desestimatorio.

4- METODOLOGÍA

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

4.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CONSUMO

En este estudio se propone alojar una instalación fotovoltaica en una urbanización con el fin de que los suministros que en ella se encuentran puedan ejercer el autoconsumo. La urbanización se encuentra en Polanco, en las coordenadas (43.381636, -4.025048) y a 75 msnm. Esta urbanización cuenta con 10 viviendas, y se plantea la instalación de paneles fotovoltaicos en los tejados de las mismas. Además, y como alternativa a acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes, se propone una segunda solución basada en acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, y por último un tercer escenario basado en el almacenamiento de la energía excedentaria para su posterior aprovechamiento.

La vertiente del tejado de las viviendas en la que se propone la instalación de los paneles fotovoltaicos es la que se muestra en la Ilustración 4.1.



Ilustración 4.1: Área seleccionada para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

Fuente: Google Maps / Elaboración propia

En primer lugar, se ha caracterizado la orientación de las viviendas para poder cuantificar después la radiación incidente, así como la energía potencial que podría aprovecharse. Teniendo en cuenta que se consideran como referencia 0° (SUR), 90° (OESTE) y $180^\circ/-180^\circ$ (NORTE), se ha determinado que el ángulo de orientación de las viviendas es de 69° . Esta orientación será clave para poder calcular después la capacidad de la instalación para producir energía. Se incluye en la Ilustración 4.2 un esquema con la disposición de las viviendas.



Ilustración 4.2: Orientación del bloque de viviendas seleccionado para la instalación.

Fuente: Google Maps / Elaboración Propia

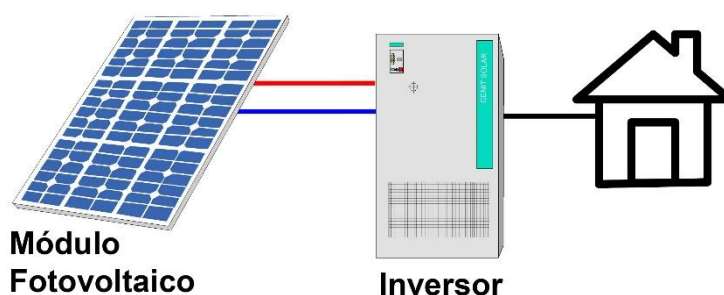
El tejado cuenta con dos vertientes, entre las que se ha escogido aquella cuya orientación se acerca más a los 0° (cuya orientación se aproxima más al sur). Además, el tejado tiene una inclinación de 31° con la horizontal en la vertiente en la que se desean instalar los paneles fotovoltaicos. Teniendo en cuenta los elementos que reducen la superficie útil de la que se dispone para instalar los paneles, y de acuerdo con el esquema incluido a continuación, se ha determinado que la superficie útil en la que se pueden instalar estos componentes es de 5,2 m x 3,7 m (para cada una de las viviendas).

Estos valores se han calculado a partir de una ortofotografía referenciada publicada por el IGN, que pone a disposición este tipo de documentos gracias al PNOA (o plan nacional de ortofotografía aérea). Una vez descargada la ortofoto y teniendo en cuenta la escala de la misma, se han obtenido las dimensiones reducidas de la superficie útil de cada tejado. Posteriormente, y teniendo en cuenta la inclinación que tiene el tejado con la horizontal, se ha llegado a las dimensiones útiles de $5,2 \times 3,7 \text{ m}^2$.

Dado que en la urbanización se localizan un total de 10 viviendas, la superficie total disponible será de $192,4 \text{ m}^2$ con una inclinación de 31° . Esto no es óbice para que la inclinación de los paneles fotovoltaicos pueda ser otra, dado que pueden incluirse estructuras que la modifiquen para que su funcionamiento sea óptimo. No obstante, y de cara a evitar posibles sombreados entre paneles, se ha optado porque la inclinación sobre el plano elegido sea de 0° , quedando por tanto éstos con una inclinación final de 31° al igual que la cubierta elegida.

4.1.2 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

Antes de dimensionar y cuantificar el recurso obtenido, es necesario comprender la naturaleza de la instalación de autoconsumo a proyectar. En un principio, ésta consta de dos elementos principales, los módulos fotovoltaicos y el inversor. No obstante, y como se explicará más adelante, la naturaleza de los distintos escenarios a proyectar implica la inclusión de más elementos. Los esquemas de las instalaciones de cada uno de estos escenarios se incluyen a continuación:



*Ilustración 4.3: Esquema de instalación fotovoltaica asociada a suministro,
Fuente: Cenit Solar*

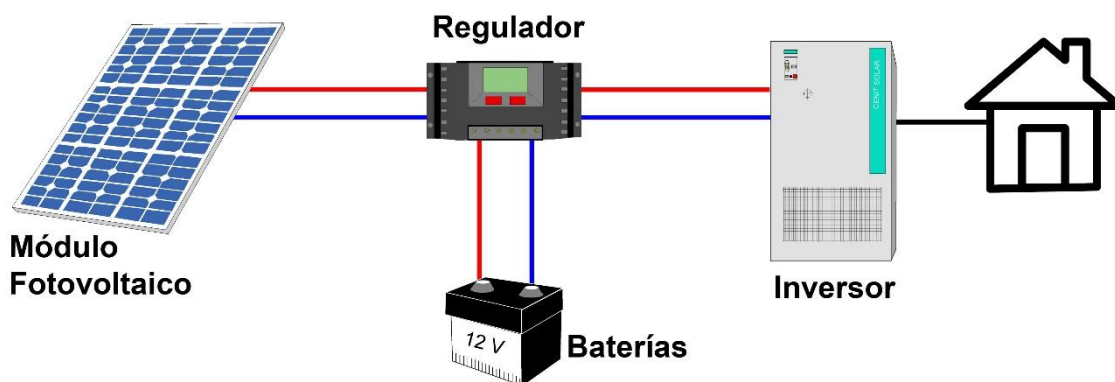


Ilustración 4.4: Esquema de instalación fotovoltaica con acumulación asociada a suministro, Fuente: Cenit Solar

La diferencia principal entre ambos esquemas es la inclusión del sistema de acumulación por medio de baterías. Por lo demás, la instalación en el caso de acogerse o no a la modalidad de autoconsumo con excedentes es la misma, con la excepción del sistema de antivertido.

Vistos los esquemas, se incluye una descripción de cada uno de los elementos que los conforman.

4.1.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se componen de células solares. Este tipo de células consisten en uniones p-n (siendo la zona n la iluminada). La región de carga neta negativa tipo n se forma gracias al dopado con fósforo. A su vez, la región de carga neta positiva se logra dopando la red de silicio con boro. Es aquí donde se genera un voltaje, del que posteriormente se puede extraer corriente eléctrica.

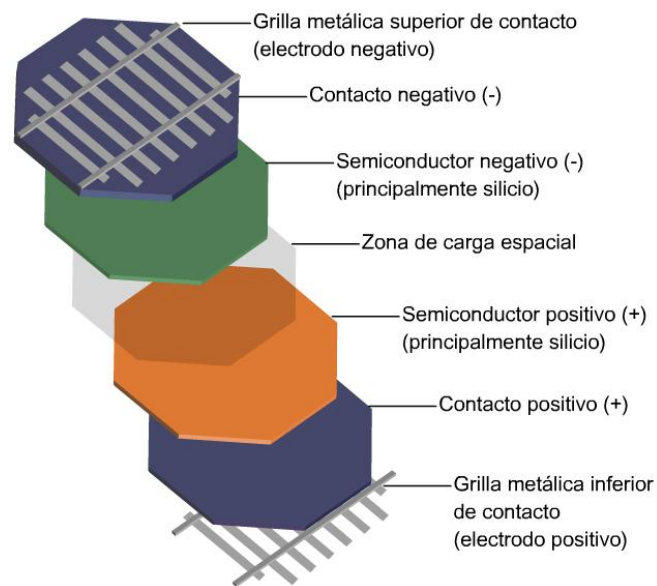


Ilustración 4.5: Estructura de una célula fotovoltaica. Fuente: Ecosolaresp

Dicha extracción requiere de contactos metálicos en la cara frontal (el diseño de estos elementos varía de una célula a otra). El objetivo es realizar obtener la corriente eléctrica maximizando la eficiencia, lo que implica optimizar el diseño de estos elementos. Por un lado, es necesario reducir las pérdidas resistivas (lo que se puede lograr mediante conectores de gran espesor. Sin embargo, esto iría en contra del otro objetivo de estos elementos, que es dejar pasar la mayor cantidad de luz posible. De ahí que deban tenerse en cuenta estos dos factores opuestos a la hora de diseñar estos conectores. Por el contrario, y dado que la cara oculta no tiene estas restricciones, el contacto puede ocupar toda la superficie.

En cuanto a la corriente obtenida de la célula, cuenta con dos componentes internas que se oponen; corriente de iluminación (debida a la generación de portadores que produce iluminación), y corriente de oscuridad (que se produce con la recombinación de portadores producida por el voltaje externo, necesario para entregar energía a la carga). El resultado neto de ambas corrientes da como resultado la entregada final.

Se obtiene así la curva I-V, que define los puntos de operación de una célula iluminada y conectada a una carga externa. Se incluye en la Ilustración 4.6 como ejemplo la curva I-V de un panel fotovoltaico.

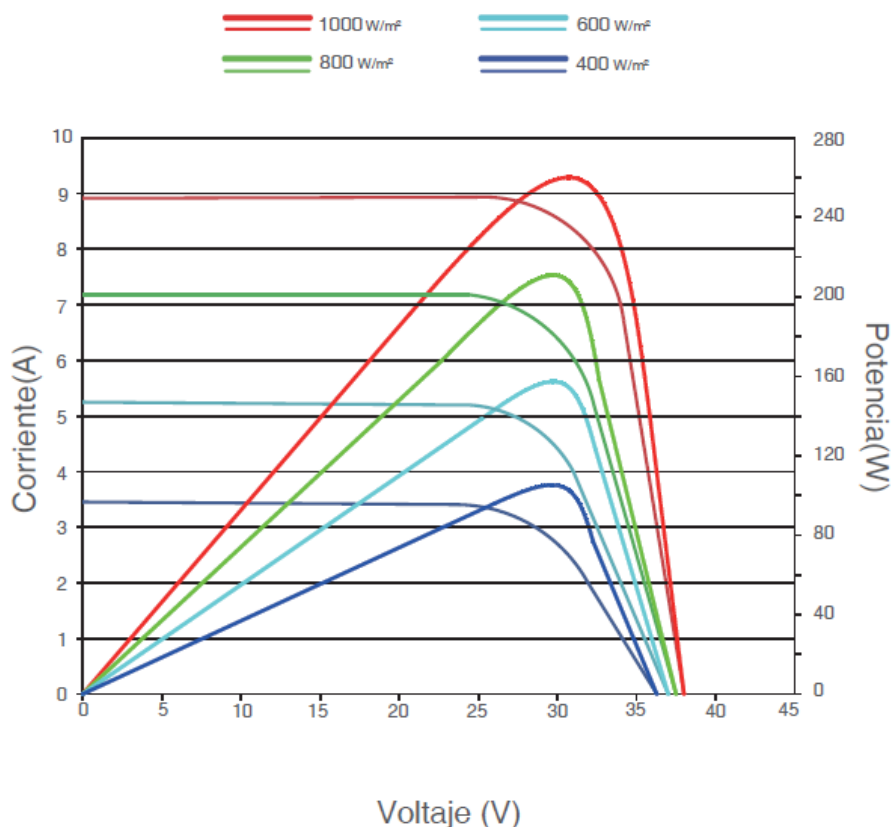


Ilustración 4.6: Curva I-V de un panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar

De esta curva pueden obtenerse valores tales como la corriente de cortocircuito ($V = 0$), la tensión de circuito abierto ($I = 0$), o el punto de máxima potencia (que indica la corriente y tensión para las que la célula produce la máxima potencia posible). Estas son las principales características eléctricas que definen un módulo fotovoltaico:

- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad máxima que puede obtenerse de un panel en cortocircuito.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Máximo voltaje registrado en condiciones de circuito abierto.
- Potencia máxima (P_{MPP}): Vendrá dado por la intensidad (I_{MPP}) y tensión (V_{MPP}) máximas cuando el panel es conectado a una carga.

Existen además otras características como el factor de forma o la eficiencia total del panel. Todas estas características suelen incluirse en la parte posterior del panel.

Las características de la célula pueden expresarse en varias condiciones; por un lado, están las condiciones estándar de medida (CEM, o STC en inglés), que consisten en una irradiancia de 1000 W/m^2 , una distribución espectral de la radiación incidente: AM 1,5, incidencia perpendicular, y una temperatura de la célula de 25°C .

Por otro lado, se define el parámetro “Temperatura de operación nominal de la célula”, o TONC. Se define este parámetro como la temperatura que alcanza la célula con una irradiancia de 800 W/m^2 , una distribución espectral de la radiación incidente: AM 1,5, incidencia perpendicular, temperatura ambiental de 20°C y una velocidad del viento de 1m/s .

En el caso concreto de esta instalación se ha optado por el modelo JKM265P, fabricado por la empresa *JINKO SOLAR*.



*Ilustración 4.7: Jinko Solar JKM265P, panel seleccionado para la instalación.
Fuente: Jinko Solar*

Las características de este módulo, de 265 W_p de potencia máxima, se indican junto con las de otros módulos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Características de equipos. Fuente: Jinko Solar

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coeficiente de temperatura de PMAX	-0.41%/°C									
Coeficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C									
Coeficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

Estas características de la célula se utilizarán más adelante, junto a otras, para calcular la producción de la instalación.

4.1.2.2 Baterías

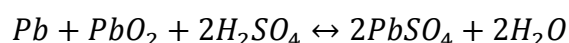
En el caso de este estudio se va a proponer la instalación de baterías de plomo-ácido. En estos elementos, la energía generada en el módulo fotovoltaico se transforma en energía química, de forma que cuando el consumo así lo requiere se puede transformar de nuevo en energía eléctrica.

Este tipo de baterías se compone de unidades básicas denominadas “vasos” o “celdas”, siendo la tensión de cada vaso de 2V. La agrupación de estos elementos conforma una batería, que consta de los siguientes elementos:



Ilustración 4.8: Agrupación de celdas conformando una batería. Fuente: autosolar [21]

- Electrodo o placas: positivo y negativo, donde se producen las reacciones que permiten la carga y descarga de la batería. Cada una de las placas cuenta con materia activa y con rejillas, y éstas se disponen de forma alterna dentro de cada vaso.
- Materia activa: en el electrodo negativo es plomo ácido (Pb), y en el positivo óxido de plomo (PbO₂). Entre ambos se establece una diferencia de potencial, que es la que permite extraer la corriente eléctrica. Durante la descarga de la batería, ambos elementos se van transformando en sulfato de plomo (PbSO₄), mientras que al cargarse la batería transforma el sulfato de plomo en plomo y óxido de plomo en ambos electrodos. Se incluye a continuación la reacción que se produce:



- Separadores: permiten aislar las placas de diferente polaridad entre sí, impidiendo de esta forma la aparición de cortocircuitos internos. Estos elementos suelen ser de polietileno.
- Caja: Incluye las placas y los separadores, debiendo estar formada de un material resistente al electrolito que contiene además de buen aislante eléctrico.
- Tapones: cumplen la función de cierre y limitan las sobrepresiones, debiendo contar con la misma resistencia química que la caja anteriormente mencionada.
- terminales de conexión: su distribución depende del fabricante

Entre los parámetros de una batería se encuentran algunos como la tensión nominal de la misma. Se toma un valor de 2V por vaso como se ha indicado antes, por lo que para usos que requieran de una tensión de 12V, serán necesarios 6 vasos conectados en serie. Además, la capacidad nominal indica la cantidad máxima de energía que puede almacenar en su interior una batería, expresándose este valor en amperios-hora. Es necesario también indicar el régimen de descarga, que representa la corriente de descarga. Por otro lado, el estado de carga indica el porcentaje de carga con el que cuenta la batería, no debiendo éste situarse por debajo del parámetro denominado “profundidad de descarga máxima”. Este parámetro ejemplifica la máxima descarga a la que debe someterse la batería a lo largo de su uso para evitar pérdidas de capacidad o reducciones en la vida útil del elemento.

Así, es necesario tener esto en cuenta para conocer la capacidad real del batería, dado que al marcar límites por debajo de los cuales ésta no puede descargarse, la energía realmente aprovechable del elemento se reduce. Según el tipo de batería, estos valores pueden oscilar entre el 40 y el 60%, pudiendo llegar a un 80%.

Además, existen otros procesos que afectan al funcionamiento de la batería, pudiendo influir también en la vida útil de la misma:

- Gasificación: durante el proceso de carga, y una vez alcanzada la fase final de la misma, la cantidad de sulfato de plomo en las placas es escasa, por lo que la reacción que forma plomo y óxido de plomo se lleva a cabo con mayor dificultad. En este momento, parte de la energía aportada se pierde, pudiendo reducir también la vida útil del elemento.
- Estratificación: pueden existir diferencias en la densidad del electrolito entre la zona baja y superior de la batería, lo que produce este fenómeno. Esto favorece la aparición de diferencias de potencial, continuando así las reacciones sin un aprovechamiento externo. Este fenómeno se traduce por tanto en una autodescarga de la batería, que impide el aprovechamiento de esta energía. Además, la vida útil del elemento se puede ver reducida drásticamente.

- Corrosión: La corrosión puede darse en la rejilla del electrodo positivo, y provoca una reducción de la sección útil de la misma. Esto provoca una pérdida progresiva de capacidad en la batería.
- Sulfatación: Se puede dar en la batería tras largos periodos trabajando con poca carga, y consiste en la formación de cristales a partir del sulfato de plomo que se forma en el interior de la batería. Esto redundará en una pérdida de capacidad, debiendo ajustarse la regulación de carga para impedir la aparición de este fenómeno.
- Precipitación de la materia activa: Ésta se va desprendiendo y se deposita, provocando una pérdida en la capacidad de la batería y aumentando el riesgo de cortocircuito entre ambas placas.

4.2.2.3 Regulador de carga

La función de este elemento es proteger las baterías, para que no opere en condiciones que puedan ser perjudiciales para estos elementos y no se den algunos de los fenómenos dañinos que se han descrito anteriormente. El regulador de carga lo forman dos interruptores que actúan sobre las líneas batería – generador y batería – consumo, además de otros elementos internos que permiten la correcta regulación de todos los componentes de la instalación. De esta forma, el regulador tiene en cuenta el estado de carga de la batería, y actúa sobre las líneas de carga y descarga de la misma en función de los umbrales descritos anteriormente.



Ilustración 4.9: Regulador de carga. Fuente: autosolar [21]

Este elemento puede contar con un visor que muestra información útil de la instalación, como el estado de carga de las baterías, alarmas en caso anomalías,

tensión e intensidad, etc. Además, existen una serie de parámetros básicos que definen el rango de aplicación de este equipo, así como sus principales características:

- Tensión nominal: debe ser igual a la tensión nominal de la batería asociada, puesto que ésta alimenta directamente el regulador. Esta tensión nominal puede oscilar entre 12 V y 24 V, pudiendo llegar a 48 V en caso de que la potencia instalada sea elevada.
- Corriente máxima: Determina la máxima intensidad que puede circular por el dispositivo de forma segura. Ésta debe ser mayor que la máxima corriente de consumo con todos los equipos encendidos, y debe tenerse en cuenta tanto en la línea de generación como en la de consumo. Suele incluirse un coeficiente de seguridad al dimensionar este elemento, para que quede sobredimensionado con respecto a la corriente máxima admisible a la que puede verse sometido.

El regulador cumple con la función de regular la línea de carga (que incluye el generador y el conjunto de baterías) para que la recarga de la batería se lleve a cabo sin sobrecargas que afecten a su desempeño o a su vida útil. Además, y como se ha indicado anteriormente, el equipo evita que las baterías se descarguen por debajo de cierto umbral, permitiendo el consumo una vez éste se ve superado de nuevo. Así, se preserva el estado de las baterías y se evita que funcionen en un régimen dañino para éstas.

El control de carga de la batería debe tener en cuenta los siguientes fenómenos:

- Fin de carga de las baterías
- Reconexión de la carga y flotación: se da cuando la batería está cargada al 100%, momento en que se proporciona la corriente necesaria para compensar la autodescarga. Así, ésta se mantiene al 100% de su capacidad.
- Igualación: Dado que los elementos que conforman una batería se diferencian debido a sus características eléctricas, las tensiones van variando entre ellos. Es necesario sobrecargar moderadamente la batería, prolongando la carga ordinaria hasta que las lecturas de voltaje de la batería sean constantes.

Además, el regulador debe controlar también la desconexión y reconexión del consumo a la hora de gestionar la descarga de las baterías.

La mayor parte de los controladores o reguladores de carga efectúa la regulación mediante la modulación de ancho de pulso. Así, al alcanzar la tensión de fin de carga, un semiconductor que conforma el dispositivo de interrupción aplica pulsos de conexión y desconexión (según proceda) a la línea de generador, de forma que la tensión de la batería se mantenga constante.

Debe tenerse en cuenta que cuanto mayor sea el umbral de carga, más sencillo será asegurar la recarga completa de la batería, y además existirá un menor riesgo de que

la batería sufra alguno de los fenómenos dañinos anteriormente mencionados por un mal uso.

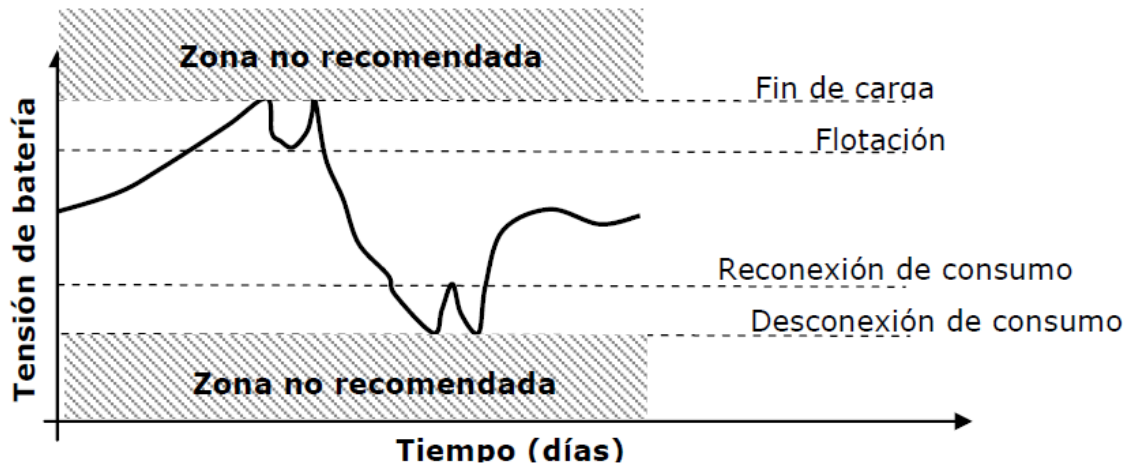


Ilustración 4.10: Evolución de una batería operando, con un regulador asociado.

Fuente: IMF, Máster en energías renovables

Tras mantener un tiempo una tensión elevada el controlador reduce la tensión de la batería hasta alcanzar la tensión de flotación, de forma que se evita la autodescarga.

Además, el regulador evita que la batería se descargue por completo. Esta situación puede desembocar en una disminución de la tensión del suministro, además de reducir sensiblemente la vida útil de la batería, impidiendo recargas posteriores. Como se ha indicado con anterioridad, dependiendo de la profundidad máxima de descarga de una batería, su vida útil variará ostensiblemente. Es función del regulador asegurar que se respetan estos valores, permitiendo que todo el conjunto funcione de acuerdo a sus condiciones óptimas de trabajo.

Además, existe el umbral de fin de carga, que se fija en función de la temperatura que alcanza el conjunto. A altas temperaturas aumentan las probabilidades de que la batería se vea afectada por el fenómeno de la corrosión, por lo que es tarea del regulador controlar estos umbrales para evitar que la temperatura aumente demasiado y esto cause daños en los equipos.

Otro factor a tener en cuenta es la caída de tensión en el cableado intermedio entre regulador y batería. Este puede causar problemas tanto en el proceso de carga como en el de descarga; durante el proceso de carga, una caída de tensión excesiva en el cableado puede conducir a que la protección contra sobrecargas se aplique a tensiones inferiores a las que teóricas. Por otro lado, durante la descarga de la batería, una caída de tensión excesiva puede provocar que la energía disponible sea menor por alcanzarse antes el umbral de desconexión. No obstante, la batería no se ve

perjudicada por esto, dado que la desconexión se lleva a cabo y su nivel de carga no desciende por debajo del umbral fijado.

Se deduce de todo esto que la labor del regulador es de gran importancia, dado que se encarga de coordinar todos los elementos de la instalación, velando porque funcionen de acuerdo a sus características de diseño, y evitando que anomalías de algún tipo puedan dañarlos o reducir su vida útil. Pero, además, el regulador cuenta con otras características que permiten controlar el estado general de la instalación; suele incluir información acerca del estado de carga de las baterías (ya sea numérica o luminosa), valores de tensión, corriente, temperatura, etc. Además, puede incluir también una señal de aviso de desconexión del consumo por una baja carga en las baterías.

Por último, es necesario tener en cuenta que el regulador se alimenta de la energía almacenada, debiendo ser este consumo no mayor del 3% de la energía diaria consumida prevista. Además, la presencia del regulador provoca caídas de tensión, que deben limitarse por debajo del 4% de la tensión nominal medida a la intensidad máxima de operación del sistema.

4.1.2.4 Inversor

El generador fotovoltaico entrega la energía producida en corriente continua. Esto implica que cualquier instalación conectada a red debe contar con uno o varios inversores, que son los encargados de transformar la electricidad de corriente continua a alterna, con la tensión y frecuencia que requiere la red. Estos inversores se caracterizan por su potencia nominal, pudiéndose encontrar ésta entre pocos kW y 1 MW en algunos modelos.



Ilustración 4.11: Inversor. Fuente: tekno solar

En instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, el régimen de trabajo del inversor es muy variable (dependiendo éste de la potencia instantánea entregada por el generador fotovoltaico). Debido a que la potencia nominal de un panel se determina en las condiciones estándar de medida, la potencia entregada por el módulo será casi siempre inferior a lo largo del año, dado que como norma general la irradiación va a ser inferior que aquella utilizada en las condiciones estándar. Además, se añade el efecto corrector de la temperatura, que implica una reducción de la potencia, por lo que como norma la potencia nominal del inversor suele dimensionarse a un valor inferior al de la potencia del generador. En este sentido, puede aplicarse un sobredimensionamiento del inversor (tomando un coeficiente máximo de entre 1,2 y 1,25 de sobredimensionamiento de la potencia pico con respecto a la potencia nominal).

Más allá del dimensionamiento del inversor, es necesario también tener en cuenta la pérdida de energía que se produce como consecuencia del funcionamiento del propio inversor. Así, es necesario conocer la curva de eficiencia completa del inversor, determinando al menos los valores para unos determinados niveles de carga repartidos a lo largo de todo el rango operacional del equipo.

Como consecuencia de todo esto, es importante seleccionar un inversor adecuado a las características de la instalación de producción, dado que un mal dimensionamiento puede conllevar que el equipo no trabaje de forma eficiente, o que se pierda gran cantidad de la energía producida al efectuar el paso de corriente continua a alterna. Se comprobará más adelante en el cálculo de la producción de la instalación proyectada cómo el inversor juega un papel importante en el rendimiento final.

4.1.2.5 Equipo de medida

El equipo de medida permite cuantificar la energía demandada de la red en un suministro. No obstante, y dado el carácter de la instalación planteada, es necesario instalar un equipo de medida que permita también cuantificar la energía generada. Para tal fin se instalan contadores bidireccionales, que permiten medir la energía activa tanto entrante como saliente. En la mayoría de los casos, las viviendas incluyen ya un contador bidireccional y únicamente es necesario reprogramarlo.



Ilustración 4.12: Equipo de medida bidireccional. Fuente: SOLARMAT

Al escoger las características que debe tener el equipo de medida, hay que contar con que dependiendo de la modalidad de autoconsumo a la que se desee acoger la instalación, el equipo de medida deberá incluir o no un mecanismo antivertido (impidiendo éste el vertido de excedentes a la red según se especifica en el RD 244/2019).

Por lo demás, existen diferentes marcas que fabrican este tipo de equipos de medida, pudiendo escoger cualquiera de ellas siempre y cuando los contadores estén correctamente calibrados de acuerdo a la norma en un laboratorio autorizado para tal fin.

4.1.2.6 Estructura soporte

La instalación de los módulos solares requiere de una estructura que permita su correcta ubicación y favorezca su buen funcionamiento a lo largo de los años. Dado que la cubierta de las viviendas sobre las que se van a situar los paneles está inclinada y revestida de tejas, es necesario contar con un sistema de sujeción diseñado especialmente para este tipo de cubiertas.

Este tipo de sujeciones cuenta con una estructura denominada salva tejas que permite el anclaje a la vivienda salvando las tejas por su parte inferior sin tener que realizar agujeros en las mismas. Los módulos fotovoltaicos se fijan mediante grapas, y la estructura permite que su inclinación se adapte a la de la cubierta sobre la que se encuentran.

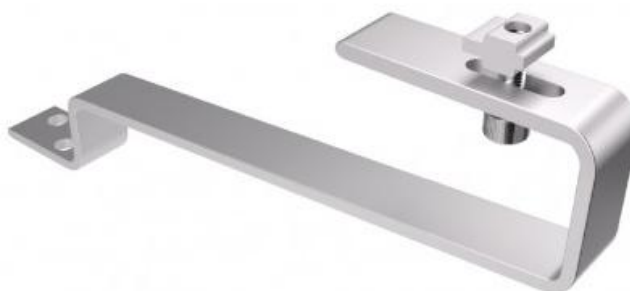


Ilustración 4.13: Detalle de estructura salva tejadas. Fuente: Solarstem

4.1.3 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO Y DEL RECURSO SOLAR

El emplazamiento de la instalación se encuentra en una latitud de $43,382^\circ$. Para cuantificar el recurso solar se ha utilizado la herramienta PVGIS, obteniendo posteriormente la producción mensual para la inclinación de 31° anteriormente mencionada. A pesar de no ser una inclinación óptima (una mayor inclinación de los módulos fotovoltaicos favorecería un mejor rendimiento en los meses más fríos), se ha optado por no añadir más ángulo a la estructura con el fin de evitar posibles sombras e interferencias entre módulos, circunstancia que disminuiría sensiblemente el rendimiento de la instalación. [18]

En lo referente al punto de consumo, se dispone de las potencias instaladas y los consumos de cada uno de los suministros incluidos en la urbanización, con el fin de poder ajustar el dimensionamiento de la instalación de autoconsumo a la demanda prevista:

*Tabla 4.2: Resumen de potencias contratadas y consumos anuales de los suministros.
Fuente: Elaboración propia*

VIVIENDA	P CONTRATADA (kW)	DEMANDA ANUAL (kWh)
1	5,75	2.885,00
2	3,3	3.076,00
3	3,45	1.280,00
4	3,3	2.895,00
5	3,3	2.292,00
6	4,4	1.845,00
7	4,4	1.703,00
8	4,6	3.534,00
9	3,45	2.744,00
10	5,75	4.036,00

El consumo eléctrico en este tipo de viviendas varía según la época del año. Mientras en verano está ligado a bombas de calor, ventiladores u otros elementos relacionados con el ocio, en invierno el consumo eléctrico se distribuye entre las principales fuentes primarias de energía (gas, gasóleo, biomasa, etc.).

A partir de estos datos pueden obtenerse los coeficientes radiación / consumo, determinando así el mes más desfavorable. Se incluyen a continuación los datos de radiación obtenidos en las condiciones anteriormente mencionadas, los consumos mensuales del conjunto de suministros, y los coeficientes radiación / consumo:

Tabla 4.3: Radiación, demanda y coeficientes radiación/demanda.

Fuente: Elaboración propia

G (kWh/m ² día)		COEF G/DEMANDA	
MES	Gdm (31º)	DEMANDA (kWh)	Coef
Enero	1,77	2.385,00	0,00074214
Febrero	2,59	2.141,00	0,00120972
Marzo	4	2.171,00	0,00184247
Abril	4,49	2.184,00	0,00205586
Mayo	4,81	2.137,00	0,00225082
Junio	5,15	1.960,00	0,00262755
Julio	5,17	2.164,00	0,00238909
Agosto	4,74	2.131,00	0,00222431
Septiembre	4,35	1.739,00	0,00250144
Octubre	3,1	2.268,00	0,00136684
Noviembre	1,87	2.453,00	0,00076233
Diciembre	1,71	2.557,00	0,00066875

Este coeficiente entre radiación y consumo permite evaluar cual es el mes más desfavorable, dato que será necesario tener en cuenta para dimensionar la instalación. Así, el mes más desfavorable es diciembre, por contar con un coeficiente menor. Estudiando el resto de coeficientes obtenidos, se puede ver que los meses más favorables para la producción coinciden con los de menor consumo, lo que implicará una mayor generación de excedentes (en caso de acogerse a una modalidad que permita su aprovechamiento). Esto se verá claramente más adelante al enfrentar la generación y el consumo.

Una vez hecho esto, hay que calcular los parámetros de consumo máximo y potencia máxima. La demanda o consumo máximo se corresponde con el mes de mayor consumo. Así, y partiendo de los datos que se indican en el cuadro anterior, el mes de

mayor consumo es diciembre con un consumo de 2557 kWh mensuales. Por tanto, la máxima demanda diaria de este conjunto de suministros será 82.483,87 Wh / día.

Por otro lado, el conjunto de suministros cuenta con una potencia instalada media de 4,17 kW. Teniendo en cuenta lo indicado en el reglamento electrotécnico de baja tensión, se considera un coeficiente de simultaneidad de 8,5 según la tabla 1 de la ITC-BT-10. Así, la previsión de cargas de la vivienda será la siguiente:

$$8,5 * 4,17 = 35,45 \text{ kW}$$

Así pues, y a modo de resumen, se tiene una instalación con una demanda máxima diaria de 82.483,87 Wh/día, y una potencia máxima de 35,45 kW, valores que se pueden utilizar para dimensionar la instalación.[10], [11]

4.2. CÁLCULOS

4.2.1 ANÁLISIS HORARIO DEL CONSUMO

Existen varias formas de obtener el consumo horario para un suministro (en este caso una agrupación de ellos). Dependiendo del tipo de suministro y del equipo de medida que tenga instalado, en ciertos casos es posible disponer de la curva de carga horaria del suministro. Esto implica tener acceso a las medidas horarias, pudiendo discernir además entre periodos en caso de que la tarifa horaria contratada así lo haga. Por otro lado, y en caso de no disponer de curva de carga horaria, es posible también obtener datos horarios en base a un perfilado.

En el caso de los suministros objeto del estudio no se cuenta con la curva de carga horaria, por lo que para efectuar el modelo horario de consumo y poder repartir los consumos mensuales / anuales es necesario aplicar el perfilado.

Este perfilado se calcula en base a los perfiles publicados por REE, que como operador del sistema calcula y publica los perfiles de consumo del sistema eléctrico peninsular. Esta información es pública, y permite repartir el consumo de un determinado periodo en medidas horarias en aquellos suministros que por su tipo no disponen de medidas horarias de por sí. [19]

En este caso concreto, se ha partido del consumo acumulado de todos los suministros para cada mes, en lugar de perfilar el consumo anual (por ser esta forma de cálculo más precisa). Así, el método de cálculo es el siguiente:

- Partiendo del consumo de un mes en concreto, puede obtenerse el consumo reperfilado dividiéndolo entre la suma de perfiles incluidos en el periodo que comprende ese mes. Dado que los perfiles son adimensionales, este consumo reperfilado estará ya preparado para aplicarle los perfiles.
- Se multiplica el valor obtenido en el anterior apartado por cada uno de los perfiles de cada hora para obtener el consumo asignado a esa hora. Es necesario aclarar que debe aplicarse el perfil que mejor se ajuste a la tarifa del suministro. En este caso, se ha aplicado el perfil de tipo A (existen cuatro perfiles diferentes que se aplican según los periodos de consumo) por ser la tarifa predominante en los suministros objeto de estudio la 2.0 A.

Esto debe hacerse para todos los meses, comprobando que la suma de los consumos horarios obtenidos da como resultado la demanda anual previamente calculada. Una vez obtenidas las medidas horarias, puede enfrentarse con la generación.

El análisis horario del consumo permitirá comparar resultados una vez generado el modelo horario de producción, pudiendo evaluar la cantidad de energía autoconsumida y excedentaria. Así como el consumo será común en todas las

alternativas (dado que el los patrones de consumo del suministro no varían independientemente de la solución adoptada), la generación variará en función de la potencia instalada. De ahí que sea necesario calcular la producción horaria, mensual y anual en cada uno de los escenarios planteados.

4.2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN

Partiendo de los datos anteriormente mencionados, es posible calcular la producción mensual de la instalación. Se obtienen además las temperaturas medidas de cada mes del año para la ubicación escogida, así como la radiación incidente por unidad de superficie. A partir de esta información, puede calcularse la temperatura de la célula según la siguiente fórmula:

$$T_C = T_{AMB} + \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800W/m^2} * G$$

Siendo T_{AMB} la temperatura media ambiente en cada uno de los meses, TONC la temperatura de operación nominal de la célula (este dato se encuentra entre las características de la misma), y G la irradiancia, extraída a partir del dato de PVGIS y teniendo en cuenta las horas diarias de uso. Así, los valores obtenidos para cada uno de los meses se incluyen a continuación:

*Tabla 4.4: Temperatura ambiente, irradiancia y temperatura de célula para cada mes.
Fuente: Elaboración propia*

MES	T amb	G (W/m ²)	Tc
Enero	9	259,18	17,10
Febrero	9,2	356,69	20,35
Marzo	11,3	511,29	27,28
Abril	12,6	537,28	29,39
Mayo	14,4	557,19	31,81
Junio	17,5	598,44	36,20
Julio	19,3	612,87	38,45
Agosto	19,6	584,25	37,86
Septiembre	18,3	558,72	35,76
Octubre	15,4	423,75	28,64
Noviembre	12,2	272,72	20,72
Diciembre	10,1	256,98	18,13

Una vez calculada la temperatura de la célula, es posible obtener las pérdidas ocasionadas por la temperatura, según la siguiente fórmula:

$$\Delta P (\%) = -\Delta P * (T_{CÉLULA} - 25^{\circ}C)$$

Donde ΔP es el coeficiente de pérdidas por temperatura del equipo, expresado en $\%/^{\circ}C$, y $T_{CÉLULA}$ es la temperatura de la célula que se había obtenido anteriormente. Las pérdidas por temperatura se suman a otros coeficientes de pérdidas que tienen lugar en la célula, y que deben tenerse en cuenta para obtener el performance ratio a la entrada del inversor (PR_{IN}). En este caso, se tienen en cuenta los siguientes:

- Coeficiente de pérdidas por el ángulo de incidencia y la suciedad; se toma un valor de referencia del 3%.
- Coeficiente de pérdidas por sombreado; A pesar de que la disposición inicial de la instalación busca evitar este fenómeno, y dado que las sombras pueden afectar al rendimiento de la instalación, se toma como referencia un 2,5%.
- Pérdidas por dispersión de parámetros; se toma un coeficiente del 3% para este factor.
- Pérdidas en la parte de continua; es necesario tener en cuenta las pérdidas en el lado de continua antes del inversor, tomándose en este caso como referencia para este valor un 1,3%.

Así, e incluyendo todos estos coeficientes, puede obtenerse el performance ratio o rendimiento en la entrada del inversor, dando como resultado los siguientes valores para cada mes:

Tabla 4.5: Cálculo del Performance Ratio a la entrada del inversor.

Fuente: Elaboración propia

MES	L_{TEMP}	L_{suc}	L_{som}	L_{par}	L_{btdc}	PR_{IN}
Enero	-2,37	3	2,5	3	1,3	92,57
Febrero	-1,40	3	2,5	3	1,3	91,60
Marzo	0,68	3	2,5	3	1,3	89,52
Abril	1,32	3	2,5	3	1,3	88,88
Mayo	2,04	3	2,5	3	1,3	88,16
Junio	3,36	3	2,5	3	1,3	86,84
Julio	4,04	3	2,5	3	1,3	86,16
Agosto	3,86	3	2,5	3	1,3	86,34
Septiembre	3,23	3	2,5	3	1,3	86,97
Octubre	1,09	3	2,5	3	1,3	89,11
Noviembre	-1,28	3	2,5	3	1,3	91,48
Diciembre	-2,06	3	2,5	3	1,3	92,26

Tras calcular el rendimiento en la entrada del inversor, es necesario obtener el rendimiento del propio inversor con el fin de hallar el performance ratio a su salida. El

punto de partida es, por tanto, el rendimiento a la entrada del inversor. Partiendo de aquí, deben tenerse en cuenta los siguientes coeficientes de pérdidas en el inversor:

- Coeficiente de pérdidas por el rendimiento del inversor; en este caso se toma como referencia un 2% para este valor.
- Pérdidas por dispersión de parámetros, que en este caso se cuantifican en un 2%.
- Pérdidas en el inversor; este valor se calcula a partir de los dos anteriores, obteniéndose las pérdidas en el inversor a partir de la siguiente fórmula:

$$L_{INV} = \frac{(100 - L_{REF}) * (100 - L_{RTO.INVRSOR})}{100}$$

Así, puede obtenerse el performance ratio a la salida del inversor, según la siguiente fórmula:

$$PR_{SALIDA INV} = \frac{PR_{ENTRADA INV} * L_{INV}}{100}$$

Aun así, es necesario tener en cuenta también las pérdidas en el lado de alterna para obtener el performance ratio o rendimiento final. En este caso, se ha tenido en cuenta un coeficiente de pérdidas en alterna de 0,8. Los resultados finales quedan de la siguiente manera para cada uno de los meses de estudio:

Tabla 4.6: Cálculo del Performance ratio de la instalación. Fuente: Elaboración propia

L _{RTO}						
MES	INVSOR	L _{REF}	L _{INV}	PR _{OUT}	Lbtac	PR
Enero	2	3	95,06	88,00	0,8	87,20
Febrero	2	3	95,06	87,07	0,8	86,27
Marzo	2	3	95,06	85,09	0,8	84,29
Abril	2	3	95,06	84,49	0,8	83,69
Mayo	2	3	95,06	83,80	0,8	83,00
Junio	2	3	95,06	82,55	0,8	81,75
Julio	2	3	95,06	81,91	0,8	81,11
Agosto	2	3	95,06	82,08	0,8	81,28
Septiembre	2	3	95,06	82,68	0,8	81,88
Octubre	2	3	95,06	84,71	0,8	83,91
Noviembre	2	3	95,06	86,96	0,8	86,16
Diciembre	2	3	95,06	87,70	0,8	86,90

A partir de estos cálculos, la distribución de las pérdidas en la instalación es la siguiente:

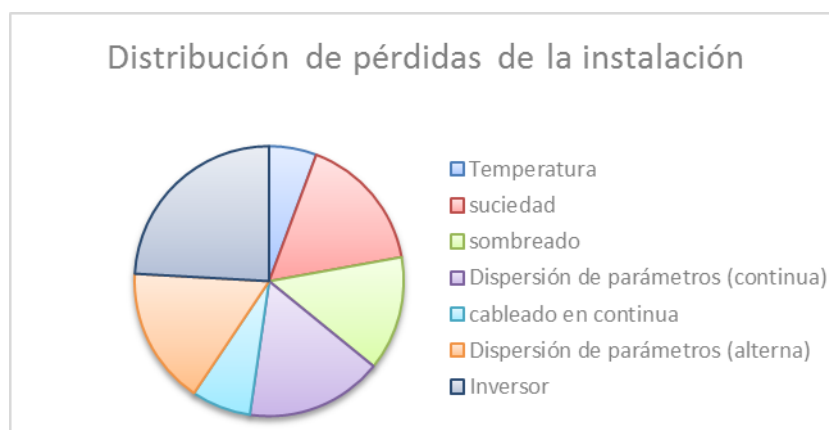


Ilustración 4.14: Distribución de las pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia

Factores como el sombreado o la suciedad pueden tener una gran influencia en el rendimiento del módulo, de ahí que sea necesario minimizarlos en la medida de lo posible. A pesar de haber colocado los paneles sin añadir inclinación a la que ya de por sí tiene la cubierta (evitando así que los paneles se afecten entre sí), existen otros elementos que pueden provocar pérdidas por sombreado. Además, y como se aprecia en el gráfico, la temperatura tiene también una gran influencia en el rendimiento, dado que la eficiencia del módulo varía mucho dependiendo de la temperatura a la que esté trabajando, y de cuánto se aleje ésta de la temperatura de trabajo del módulo en condiciones normales. De ahí que el rendimiento de la instalación varíe a lo largo de los meses del año, tal y como se ve en el siguiente gráfico:

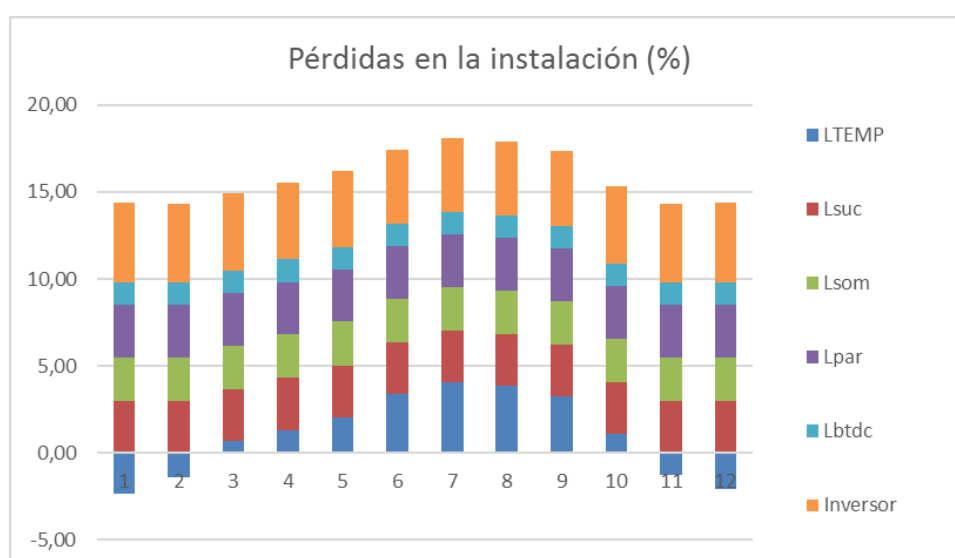
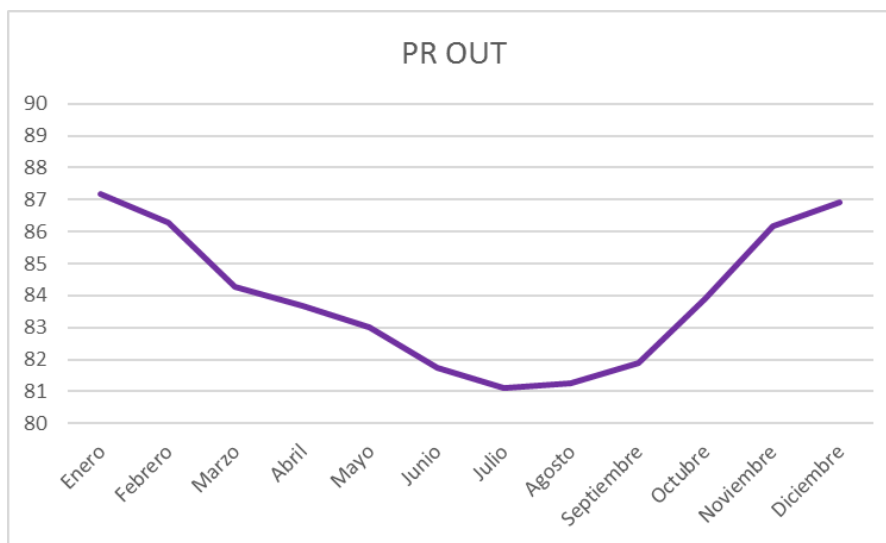


Ilustración 4.15: Distribución mensual de las pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia

Así, a lo largo del año los índices de rendimiento oscilan alcanzando mínimos en los meses con mayor temperatura ambiente:



*Ilustración 4.16: Rendimiento de la instalación a lo largo del año.
Fuente: Elaboración propia*

Una vez obtenido el rendimiento de la instalación a partir de los datos iniciales, el siguiente paso es calcular la generación producida en función de la potencia instalada. Este cálculo se llevará a cabo en cada uno de los supuestos, ya que dicha potencia variará para optimizar las opciones que ofrece cada uno de los escenarios.

4.2.3 ESCENARIO 1: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN

4.2.3.1 Dimensionamiento de la instalación de producción

Así como en la modalidad de autoconsumo sin excedentes se busca minimizar la generación de excedentes, en este caso el objetivo es el contrario. De ahí que el dimensionamiento de la instalación se vaya a llevar a cabo intentando aprovechar al máximo el espacio disponible en el punto de suministro.

Como se ha indicado anteriormente, cada una de las viviendas cuenta con un espacio disponible de 5,2 x 3,7 m. Teniendo en cuenta que las dimensiones de cada uno de los paneles son 1,965 x 0,99 m, el número máximo de paneles a instalar en cada vivienda será de 9, instalándose los equipos tal y como se muestra en la Ilustración 4.17.

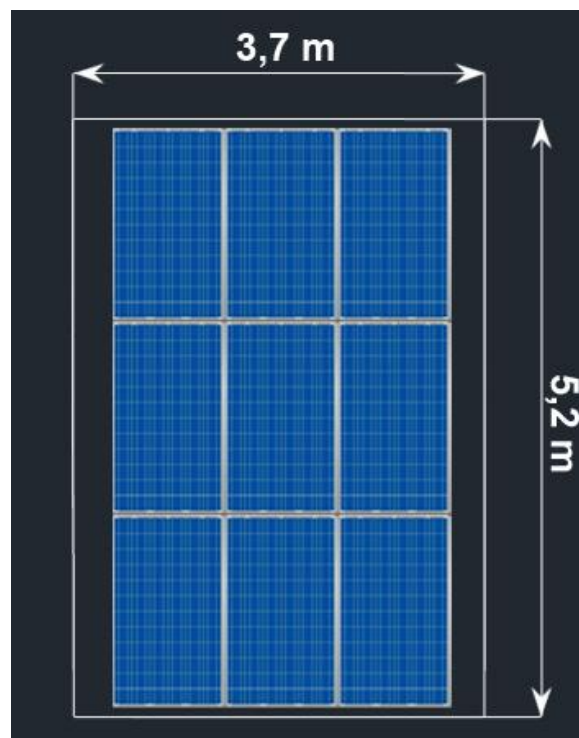


Ilustración 4.17: Disposición de paneles. Fuente: Elaboración propia

Así, la potencia instalada será la siguiente si se toma como factor limitante el espacio disponible:

$$P_{INSTALADA} = 9 \text{ Equipos}_{VIVIENDA} * 10 \text{ VIVIENDAS} * 265 \text{ W}_P = 23,85 \text{ kW}_P$$

Comparando los 23,85 kWp instalados con la previsión de cargas de las viviendas (que como se indicó anteriormente es de 35,45 kW), se comprueba que la carga queda cubierta en un 63%. Aun así, debe tenerse en cuenta que la producción varía a lo largo de los meses, sirviendo la instalación de apoyo al consumo en los meses de invierno, y pudiendo obtenerse excedentes en los meses de verano (cuando la producción es mayor).

4.2.3.2 Disposición de la instalación y selección del inversor

A la hora de conectar la instalación, es necesario tener en cuenta algunas limitaciones que marcan la naturaleza de los elementos utilizados.

Se ha dimensionado la instalación de acuerdo al espacio disponible apto para la instalación de módulos. No obstante, es necesario también tener en cuenta las limitaciones del inversor. Como se ha indicado previamente, suele dimensionarse el inversor por debajo de la potencia instalada de generación como consecuencia del efecto corrector de la temperatura entre otros factores. Partiendo de la potencia

dimensionada anteriormente de 22,44 kWp, el límite inferior sobre el que dimensionar el inversor es:

$$P_{INV} = 0,8 * P_{INSTALADA} = 0,8 * 22,4 = 17,9 \text{ kW}$$

Para este escenario 1 se ha escogido el inversor Huawei SUN2000-20KTL, cuya potencia es de 20 kW (siendo este valor inferior a la potencia instalada, pero superior al límite inferior marcado).



Ilustración 4.18: Inversor Huawei SUN2000-20KTL. Fuente: Autosolar [21]

En la Ilustración 4.19 se incluyen todas las especificaciones del inversor, incluyendo las tensiones e intensidades necesarias para calcular los paneles en serie y paralelo admisibles.

Inversor de String Inteligente (SUN2000-17/20KTL)



Especificaciones técnicas	SUN2000-17KTL	SUN2000-12KTL
Eficiencia		
Eficiencia máxima	98.6%	98.6%
Eficiencia europea	98.3%	98.3%
Entrada		
Máx. tensión de entrada	1,000 V	1,000 V
Máx. intensidad por MPPT	18 A	18 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	25 A	25 A
tensión de entrada inicial	250 V	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 950 V	200 V ~ 950 V
tensión nominal de entrada	620 V	620 V
Máx. cantidad de entradas	6	6
Cantidad de MPPT	3	3
Salida		
Potencia nominal activa de CA	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	18,700 VA	22,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	18,700 W	22,000 W
tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, 3W+N+PE	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, 3W+N+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
intensidad de salida nominal	25.8 A @380 V, 24.7 A @400 V	30.4 A @380 V, 29 A @400 V
Máx. intensidad de salida	28.4 A	33.4 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%	<3%
Protección		
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si	Si
monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si	Si
Comunicación		
Visualización	LCD gráfica	LCD gráfica
RS485	Si	Si
USB	Si	Si
General		
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	520 x 610 x 266 mm (20.5 x 24.0 x 10.5 pulgadas)	520 x 610 x 266 mm (20.5 x 24.0 x 10.5 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	49 kg (108.0 lb.)	49 kg (108.0 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Natural Convection	Natural Convection
Altitud de operación	3,000 m (9,842 ft.)	3,000 m (9,842 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol H4	Amphenol H4
Conector de CA	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Clase de protección	IP65	IP65
Topología	Transformerless	Transformerless
Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)		
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116	
Código de red	IEC 61727, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, NRS 097-2-1	

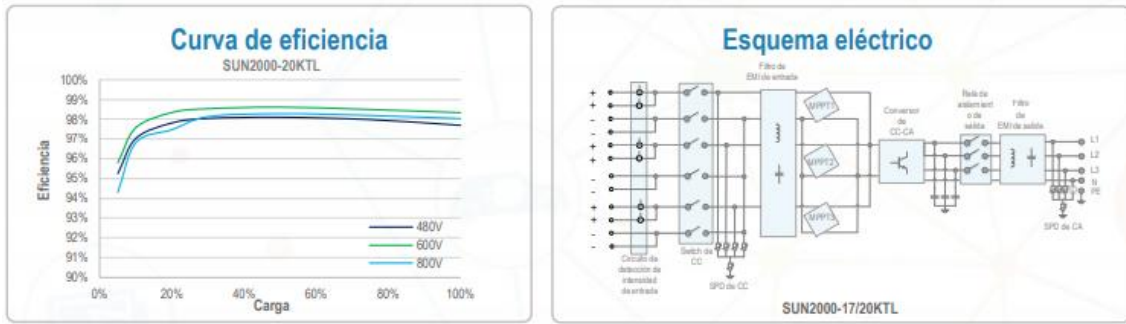


Ilustración 4.19: Características del inversor Huawei SUN2000-20KTL. Fuente: Autosolar [21]

Partiendo de las características de este elemento, debe obtenerse el número máximo de paneles en serie y paralelo que admitirá, dimensionando en consecuencia la instalación.

El número máximo de paneles en serie vendrá dado por la tensión V_{MPPT} del inversor, la tensión de máxima potencia del panel y el factor corrector de la temperatura, según la siguiente fórmula:

$$\text{Máx. paneles en serie} = \frac{V_{MPPT \text{ INVERSOR}}}{V_{MPP \text{ PANEL}} + \Delta T}$$

Siendo V_{MPPT} del inversor la tensión máxima que éste admite, V_{MPP} del panel la tensión de máxima potencia del panel, y ΔT el factor corrector como consecuencia de las variaciones de temperatura. El número máximo de ramas en paralelo vendrá dado también por las características tanto del inversor como de los paneles, según la siguiente fórmula:

$$\text{Máx. paneles en paralelo} = \frac{I_{MPPT \text{ INVERSOR}}}{I_{MPP \text{ PANEL}} + \Delta T}$$

Siendo I_{MPPT} la máxima intensidad por MPPT, la I_{MPP} la intensidad de máxima potencia del panel, y ΔT la deriva térmica. Obteniendo los resultados para los distintos meses del año, se obtienen valores incluidos en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Paneles en serie y paralelo según características de inversor.

Fuente: Elaboración propia

MES	T amb	G (W/m ²)	Tc	Δ_{TEMP}	P serie	P paralelo
Enero	9	259,18	17,10	0,03	31,81	2,12
Febrero	9,2	356,69	20,35	0,02	31,83	2,13
Marzo	11,3	511,29	27,28	-0,01	31,86	2,14
Abril	12,6	537,28	29,39	-0,02	31,87	2,14
Mayo	14,4	557,19	31,81	-0,03	31,88	2,14
Junio	17,5	598,44	36,20	-0,05	31,89	2,14
Julio	19,3	612,87	38,45	-0,06	31,90	2,15
Agosto	19,6	584,25	37,86	-0,05	31,90	2,15
Septiembre	18,3	558,72	35,76	-0,04	31,89	2,14
Octubre	15,4	423,75	28,64	-0,01	31,86	2,14
Noviembre	12,2	272,72	20,72	0,02	31,83	2,13
Diciembre	10,1	256,98	18,13	0,03	31,82	2,13

Así pues, el inversor admite un máximo de 31 paneles en serie y dos ramas en paralelo por cada MPPT. Puesto que el inversor seleccionado dispone de 3 MPPTs, se opta por incluir dos ramas en paralelo de 30 paneles en serie cada una conectadas a una de las entradas del inversor, y otra rama de 30 paneles en serie conectada a otra de las entradas. Se distribuyen así los 90 paneles instalados según el espacio disponible, cumpliendo además con los requisitos impuestos por el inversor.

4.2.3.3 Cálculo de la producción

Una vez obtenido el rendimiento de la instalación, solo queda obtener su producción mensual. Para esto, debe tenerse en cuenta el Gdm de cada mes (obtenido a partir de PVGIS con la inclinación de paneles de 31° y la orientación de 69°, y expresado en kWh/m² y día).

Además, se tendrá en cuenta el número de días de cada mes, y la potencia instalada (que será la misma para todos los meses). Partiendo de los rendimientos de la instalación anteriormente calculados, se puede llegar a la producción mensual de la instalación tal y como se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8; Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 1.

Fuente: Elaboración propia

MES	N días	Gdm (30º)	Pmp	Ep
Enero	31	1,76	23.850,00	1.134,66
Febrero	28	2,59	23.850,00	1.492,15
Marzo	31	4,00	23.850,00	2.492,93
Abril	30	4,50	23.850,00	2.694,68
Mayo	31	4,83	23.850,00	2.964,03
Junio	30	5,17	23.850,00	3.024,03
Julio	31	5,19	23.850,00	3.112,29
Agosto	31	4,76	23.850,00	2.860,40
Septiembre	30	4,35	23.850,00	2.548,32
Octubre	31	3,10	23.850,00	1.923,10
Noviembre	30	1,86	23.850,00	1.146,70
Diciembre	31	1,71	23.850,00	1.098,71

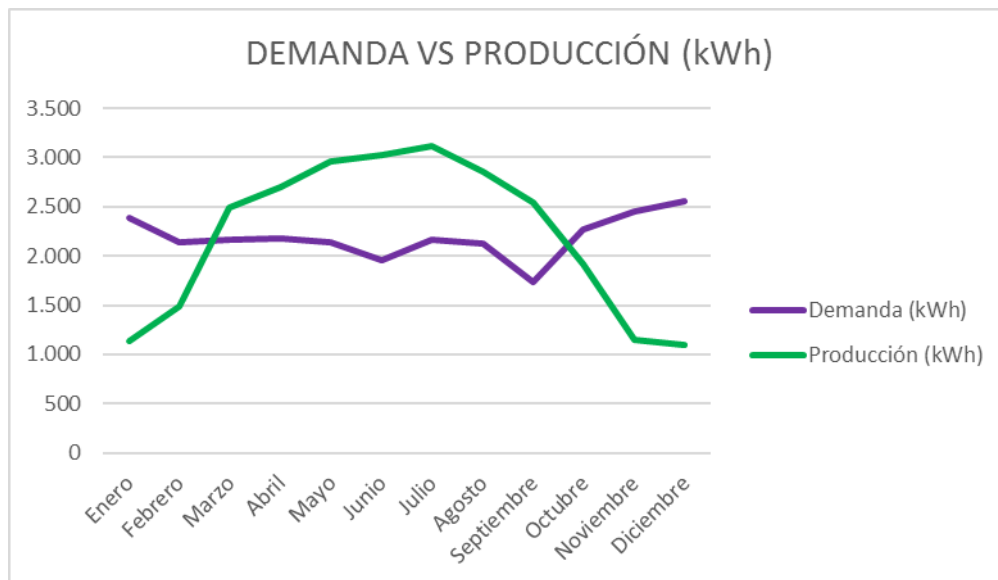
De los valores obtenidos puede comprobarse que el dimensionamiento de la instalación según el espacio disponible arroja unos resultados bastante parejos al consumo requerido por los suministros cada mes, tal y como se muestra en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Consumo mensual frente a producción en escenario 1. Fuente: Elaboración propia

MES	Demanda (kWh)	Producción (kWh)
Enero	2.385,00	1.134,66
Febrero	2.141,00	1.492,15
Marzo	2.171,00	2.492,93
Abril	2.184,00	2.694,68
Mayo	2.137,00	2.964,03
Junio	1.960,00	3.024,03
Julio	2.164,00	3.112,29
Agosto	2.131,00	2.860,40
Septiembre	1.739,00	2.548,32
Octubre	2.268,00	1.923,10
Noviembre	2.453,00	1.146,70
Diciembre	2.557,00	1.098,71

No obstante, y tal y como se muestra en la Ilustración 4.20, se ve también que a pesar de que al expresarlo de forma anual los valores son muy similares, la producción y la demanda mensuales toman una distribución muy diferente. Mientras que en los meses con una menor producción el consumo aumenta, en los meses de mayor producción el

consumo disminuye. Como se indicará más adelante, esto puede aprovecharse para compensar excedentes en el caso de acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación, así como para recargar las baterías en el caso de incluirlas en la instalación.



*Ilustración 4.20: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 1.
Fuente: Elaboración propia*

Estos excedentes no pueden evaluarse comparando energías mensuales, por lo que es necesario efectuar un estudio horario (tanto de la energía producida como de la consumida) para poder enfrentar hora a hora la demanda, la energía realmente consumida de la red, y la energía excedentaria.

4.2.3.4 Análisis horario de la producción

Gracias a la herramienta PVGIS, es posible disponer de mucha información acerca del potencial energético de una zona en concreto. En este caso, se parte de los datos de la instalación ya conocidos; la potencia en Wp de la instalación, las pérdidas de la instalación que se estiman entre un 14 y un 16 % según los cálculos anteriores, la inclinación de los módulos solares, y el azimut u orientación de la instalación. Todos estos datos se introducen en PVGIS, obteniendo así la irradiancia cuartohoraria de un día modelo para cada mes. Al utilizar estos valores, es necesario tener en cuenta que la hora que se indica en PVGIS corresponde a GMT, teniendo que sumarle una hora para adaptarlo a la hora GMT +1 (la utilizada en la ubicación de la instalación). El valor obtenido de esta herramienta es la DNI (direct normal irradiance o irradiancia directa

en condiciones normales) en W/m^2 . Una vez recopilada toda la información, se tiene como resultado una matriz con la irradiancia cada cuarto de hora por mes.

Partiendo de la base de que son medidas estimadas para cada mes según los datos de la instalación (Tabla 4.11), y teniendo también la suma total de irradiancia diaria para cada mes, puede obtenerse el porcentaje que cada cuarto de hora supone sobre el total diario para cada mes, tal y como se muestra en la Tabla 4.12.

Así, y agrupando después los cuartos de hora en horas, puede obtenerse el porcentaje que corresponde a cada hora del total de producción diaria, para cada uno de los meses, para poder aplicar después estos porcentajes a la generación mensual (Tabla 4.10).

Esto permite establecer un modelo horario a partir de la generación diaria en kWh (este dato sí es conocido). Puede generarse por tanto un día modelo de producción a nivel horario para cada mes, en el que la suma total es la producción diaria (Tabla 4.13).

Por tanto, incluyendo estos valores de producción diarios a lo largo de un mes completo, se tiene la producción mensual repartida de forma horaria. La suma de estos valores horarios dará como resultado la producción mensual correspondiente. Además, dado que la producción de cada mes es distinta, al sumar todos los valores horarios de todo el año se obtiene como resultado la producción anual calculada en un inicio.

La principal finalidad del modelo es generar un vector a partir del cual se puedan comparar de forma horaria la producción con el consumo, pudiendo evaluar así los excedentes de la instalación.

Tabla 4.10: Distribución de la producción horaria (%) para cada mes.

Fuente: Elaboración propia

GMT +1	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	4,38%	6,26%	8,01%	6,30%	4,35%	2,22%	0,00%	0,00%	0,00%
0:00	3,06%	8,16%	10,44%	9,73%	9,30%	9,01%	9,26%	9,63%	10,03%	8,18%	5,68%	3,07%
0:00	13,91%	12,64%	11,57%	10,59%	10,03%	9,66%	9,91%	10,47%	11,27%	12,40%	13,35%	13,97%
0:00	15,53%	13,77%	12,18%	11,09%	10,45%	10,03%	10,30%	10,94%	11,97%	13,37%	14,88%	15,57%
0:00	16,16%	14,20%	12,42%	11,29%	10,62%	10,19%	10,45%	11,14%	12,25%	13,73%	15,49%	16,14%
0:00	15,95%	14,06%	12,34%	11,22%	10,56%	10,14%	10,40%	11,07%	12,16%	13,61%	15,28%	15,95%
0:00	14,87%	13,30%	11,93%	10,88%	10,27%	9,87%	10,13%	10,74%	11,68%	12,97%	14,26%	14,93%
0:00	12,57%	11,74%	11,09%	10,22%	9,71%	9,37%	9,62%	10,10%	10,74%	11,63%	12,09%	12,61%
0:00	7,95%	8,83%	9,58%	9,10%	8,79%	8,57%	8,80%	9,03%	9,12%	9,23%	7,98%	7,76%
0:00	0,00%	3,30%	6,81%	7,30%	7,38%	7,33%	7,53%	7,35%	6,46%	4,86%	0,99%	0,00%
0:00	0,00%	0,00%	1,63%	4,19%	5,20%	5,48%	5,57%	4,62%	2,10%	0,00%	0,00%	0,00%
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,42%	2,34%	1,72%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

*Tabla 4.11: Irradiancia directa en condiciones normales en la ubicación del suministro.
Fuente: Elaboración propia*

GMT	GMT+1	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
4:52	6:00						0	0					
5:07	6:15					0	0	0					
5:22	6:30					0	0	0	0				
5:37	6:45					0	0	0	0	0			
5:52	7:00				0	0	0	0	0				
6:07	7:15				0	0	0	0	0	0			
6:22	7:30			0	0	0	0	0	0	0			
6:37	7:45			0	0	0	0	0	0	0	0		
6:52	8:00			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7:07	8:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7:22	8:30		0	0	0	0	285	0	0	0	0	0	
7:37	8:45		0	0	0	270	298	314	0	0	0	0	
7:52	9:00	0	0	0	297	282	310	326	315	0	0	0	0
8:07	9:15	0	0	0	311	292	320	337	328	347	0	0	0
8:22	9:30	0	0	337	323	302	329	347	340	367	0	0	0
8:37	9:45	0	263	351	334	310	338	355	351	385	299	0	0
8:52	10:00	0	281	364	343	318	345	363	361	400	316	206	0
9:07	10:15	227	297	374	352	325	352	370	370	414	331	222	245
9:22	10:30	242	310	384	359	331	358	377	377	426	344	236	261
9:37	10:45	254	322	392	366	336	364	382	384	436	354	248	274
9:52	11:00	264	331	399	371	341	368	387	390	445	364	257	285
10:07	11:15	273	340	405	376	345	372	391	395	453	372	266	295
10:22	11:30	280	347	410	381	348	376	395	399	460	379	273	302
10:37	11:45	287	353	415	384	351	379	398	403	465	385	279	309
10:52	12:00	291	358	418	387	354	381	401	406	470	389	283	314
11:07	12:15	295	361	421	389	356	383	403	408	474	393	287	317
11:22	12:30	298	364	423	391	357	385	404	410	476	395	290	320
11:37	12:45	300	366	424	392	358	386	405	411	478	397	292	322
11:52	13:00	301	367	425	393	359	386	406	412	479	398	293	323
12:07	13:15	301	367	425	393	359	386	406	412	479	398	293	323
12:22	13:30	300	366	424	392	358	386	405	411	478	397	292	322
12:37	13:45	298	364	423	391	357	385	404	410	476	395	290	320
12:52	14:00	295	361	421	389	356	383	403	408	474	393	287	317
13:07	14:15	291	358	418	387	354	381	401	406	470	389	283	314
13:22	14:30	287	353	415	384	351	379	398	403	465	385	279	309
13:37	14:45	280	347	410	381	348	376	395	399	460	379	273	302
13:52	15:00	273	340	405	376	345	372	391	395	453	372	266	295
14:07	15:15	264	331	399	371	341	368	387	390	445	364	257	285
14:22	15:30	254	322	392	366	336	364	382	384	436	354	248	274
14:37	15:45	242	310	384	359	331	358	377	377	426	344	236	261
14:52	16:00	227	297	374	352	325	352	370	370	414	331	222	245
15:07	16:15	210	281	364	343	318	345	363	361	400	316	206	226
15:22	16:30	189	263	351	334	310	338	355	351	385	299	188	203
15:37	16:45	165	242	337	323	302	329	347	340	367	280	166	174
15:52	17:00	135	217	320	311	292	320	337	328	347	257	139	140
16:07	17:15	101	188	301	297	282	310	326	315	325	231	109	102
16:22	17:30	0	154	278	282	270	298	314	299	300	200	75	0
16:37	17:45		114	251	265	257	285	300	282	271	164	0	
16:52	18:00		72	220	245	243	271	285	263	238	121		
17:07	18:15		0	181	222	226	256	268	241	200	77		
17:22	18:30			136	196	208	238	250	216	157	0		
17:37	18:45			87	165	188	219	229	189	109			
17:52	19:00			0	130	165	198	205	157	62			
18:07	19:15				91	140	174	179	121	0			
18:22	19:30				0	111	148	150	82				
18:37	19:45					80	119	117	0				
18:52	20:00					0	88	0	0				
19:07	20:15					0	0	0					
19:22	20:30						0	0					

Tabla 4.12: Distribución de porcentajes según la irradiancia diaria por mes.

Fuente: Elaboración propia

GMT	GMT+1	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
4:52	6:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:07	6:15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:22	6:30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:37	6:45	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:52	7:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:07	7:15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:22	7:30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:37	7:45	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:52	8:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7:07	8:15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7:22	8:30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,88%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7:37	8:45	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,00%	1,97%	2,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7:52	9:00	0,00%	0,00%	0,00%	2,14%	2,09%	2,05%	2,10%	2,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8:07	9:15	0,00%	0,00%	0,00%	2,24%	2,16%	2,11%	2,17%	2,22%	2,22%	0,00%	0,00%	0,00%
8:22	9:30	0,00%	0,00%	2,47%	2,32%	2,24%	2,17%	2,24%	2,30%	2,35%	0,00%	0,00%	0,00%
8:37	9:45	0,00%	2,55%	2,57%	2,40%	2,30%	2,23%	2,29%	2,38%	2,47%	2,59%	0,00%	0,00%
8:52	10:00	0,00%	2,73%	2,67%	2,47%	2,36%	2,28%	2,34%	2,44%	2,56%	2,73%	2,73%	0,00%
9:07	10:15	3,06%	2,88%	2,74%	2,53%	2,41%	2,32%	2,39%	2,51%	2,65%	2,86%	2,94%	3,07%
9:22	10:30	3,26%	3,01%	2,81%	2,58%	2,45%	2,36%	2,43%	2,55%	2,73%	2,98%	3,13%	3,27%
9:37	10:45	3,42%	3,12%	2,87%	2,63%	2,49%	2,40%	2,46%	2,60%	2,79%	3,06%	3,29%	3,43%
9:52	11:00	3,56%	3,21%	2,92%	2,67%	2,53%	2,43%	2,50%	2,64%	2,85%	3,15%	3,41%	3,57%
10:07	11:15	3,68%	3,30%	2,97%	2,71%	2,56%	2,46%	2,52%	2,67%	2,90%	3,22%	3,53%	3,70%
10:22	11:30	3,77%	3,37%	3,00%	2,74%	2,58%	2,48%	2,55%	2,70%	2,95%	3,28%	3,62%	3,78%
10:37	11:45	3,87%	3,42%	3,04%	2,76%	2,60%	2,50%	2,57%	2,73%	2,98%	3,33%	3,70%	3,87%
10:52	12:00	3,92%	3,47%	3,06%	2,79%	2,62%	2,52%	2,59%	2,75%	3,01%	3,36%	3,75%	3,94%
11:07	12:15	3,97%	3,50%	3,08%	2,80%	2,64%	2,53%	2,60%	2,76%	3,04%	3,40%	3,81%	3,97%
11:22	12:30	4,01%	3,53%	3,10%	2,81%	2,65%	2,54%	2,61%	2,78%	3,05%	3,42%	3,85%	4,01%
11:37	12:45	4,04%	3,55%	3,10%	2,82%	2,65%	2,55%	2,61%	2,78%	3,06%	3,43%	3,87%	4,04%
11:52	13:00	4,05%	3,56%	3,11%	2,83%	2,66%	2,55%	2,62%	2,79%	3,07%	3,44%	3,89%	4,05%
12:07	13:15	4,05%	3,56%	3,11%	2,83%	2,66%	2,55%	2,62%	2,79%	3,07%	3,44%	3,89%	4,05%
12:22	13:30	4,04%	3,55%	3,10%	2,82%	2,65%	2,55%	2,61%	2,78%	3,06%	3,43%	3,87%	4,04%
12:37	13:45	4,01%	3,53%	3,10%	2,81%	2,65%	2,54%	2,61%	2,78%	3,05%	3,42%	3,85%	4,01%
12:52	14:00	3,97%	3,50%	3,08%	2,80%	2,64%	2,53%	2,60%	2,76%	3,04%	3,40%	3,81%	3,97%
13:07	14:15	3,92%	3,47%	3,06%	2,79%	2,62%	2,52%	2,59%	2,75%	3,01%	3,36%	3,75%	3,94%
13:22	14:30	3,87%	3,42%	3,04%	2,76%	2,60%	2,50%	2,57%	2,73%	2,98%	3,33%	3,70%	3,87%
13:37	14:45	3,77%	3,37%	3,00%	2,74%	2,58%	2,48%	2,55%	2,70%	2,95%	3,28%	3,62%	3,78%
13:52	15:00	3,68%	3,30%	2,97%	2,71%	2,56%	2,46%	2,52%	2,67%	2,90%	3,22%	3,53%	3,70%
14:07	15:15	3,56%	3,21%	2,92%	2,67%	2,53%	2,43%	2,50%	2,64%	2,85%	3,15%	3,41%	3,57%
14:22	15:30	3,42%	3,12%	2,87%	2,63%	2,49%	2,40%	2,46%	2,60%	2,79%	3,06%	3,29%	3,43%
14:37	15:45	3,26%	3,01%	2,81%	2,58%	2,45%	2,36%	2,43%	2,55%	2,73%	2,98%	3,13%	3,27%
14:52	16:00	3,06%	2,88%	2,74%	2,53%	2,41%	2,32%	2,39%	2,51%	2,65%	2,86%	2,94%	3,07%
15:07	16:15	2,83%	2,73%	2,67%	2,47%	2,36%	2,28%	2,34%	2,44%	2,56%	2,73%	2,73%	2,83%
15:22	16:30	2,55%	2,55%	2,57%	2,40%	2,30%	2,23%	2,29%	2,38%	2,47%	2,59%	2,49%	2,54%
15:37	16:45	2,22%	2,35%	2,47%	2,32%	2,24%	2,17%	2,24%	2,30%	2,35%	2,42%	2,20%	2,18%
15:52	17:00	1,82%	2,11%	2,34%	2,24%	2,16%	2,11%	2,17%	2,22%	2,22%	2,22%	1,84%	1,75%
16:07	17:15	1,36%	1,82%	2,20%	2,14%	2,09%	2,05%	2,10%	2,13%	2,08%	2,00%	1,45%	1,28%
16:22	17:30	0,00%	1,49%	2,04%	2,03%	2,00%	1,97%	2,03%	2,02%	1,92%	1,73%	0,99%	0,00%
16:37	17:45	0,00%	1,11%	1,84%	1,91%	1,91%	1,88%	1,93%	1,91%	1,74%	1,42%	0,00%	0,00%
16:52	18:00	0,00%	0,70%	1,61%	1,76%	1,80%	1,79%	1,84%	1,78%	1,52%	1,05%	0,00%	0,00%
17:07	18:15	0,00%	0,00%	1,33%	1,60%	1,68%	1,69%	1,73%	1,63%	1,28%	0,67%	0,00%	0,00%
17:22	18:30	0,00%	0,00%	1,00%	1,41%	1,54%	1,57%	1,61%	1,46%	1,01%	0,00%	0,00%	0,00%
17:37	18:45	0,00%	0,00%	0,64%	1,19%	1,39%	1,45%	1,48%	1,28%	0,70%	0,00%	0,00%	0,00%
17:52	19:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,94%	1,22%	1,31%	1,32%	1,06%	0,40%	0,00%	0,00%	0,00%
18:07	19:15	0,00%	0,00%	0,00%	0,65%	1,04%	1,15%	1,15%	0,82%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18:22	19:30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,82%	0,98%	0,97%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18:37	19:45	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,59%	0,79%	0,75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18:52	20:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19:07	20:15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19:22	20:30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabla 4.13: Modelo de producción horaria por mes, escenario 1. Fuente: Elaboración propia

Generacion	Gen_Diaria (kWh/dia)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	36,60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	5,1	5,7	5,9	5,8	5,4	4,6	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Febrero	53,29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	6,7	7,3	7,6	7,5	7,1	6,3	4,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marzo	80,42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	9,3	9,8	10,0	9,9	9,6	8,9	7,7	5,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abril	89,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	8,7	9,5	10,0	10,1	10,1	9,8	9,2	8,2	6,6	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mayo	95,61	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	8,9	9,6	10,0	10,2	10,1	9,8	9,3	8,4	7,1	5,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Junio	100,80	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	9,1	9,7	10,1	10,3	10,2	10,0	9,4	8,6	7,4	5,5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Julio	100,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	9,3	10,0	10,3	10,5	10,4	10,2	9,7	8,8	7,6	5,6	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Agosto	92,27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	8,9	9,7	10,1	10,3	10,2	9,9	9,3	8,3	6,8	4,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Septiembre	84,94	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	8,5	9,6	10,2	10,4	10,3	9,9	9,1	7,7	5,5	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Octubre	62,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	7,7	8,3	8,5	8,4	8,0	7,2	5,7	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Noviembre	38,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	5,1	5,7	5,9	5,8	5,4	4,6	3,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diciembre	35,44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	5,0	5,5	5,7	5,7	5,3	4,5	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

4.2.3.5 Cálculo de los excedentes

Para el cálculo de excedentes, ha de tenerse en cuenta la generación bruta de la instalación y el consumo horario. Es posible que exista generación, pero no excedentes ya que éstos se darán siempre y cuando el consumo sea menor que la producción de esa hora en concreto.

Puede darse también el caso de que el consumo supere a la energía generada, siendo por tanto autoconsumida la totalidad de la energía producida. En estas horas no se generarán excedentes, pero se disminuirá la cantidad de energía demandada de la red, reduciendo por tanto el coste asociado al consumo.

Así, y a partir de toda la información anteriormente calculada, se obtienen como resultado los datos que se muestran en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Demanda, generación, demanda real y excedentes por mes en escenario 1.
Fuente: Elaboración propia

	Demanda (kWh)	Generación (kWh)	Demanda real (kWh)	Excedentes (kWh)
Enero	2.385,00	1.134,66	1.546,44	296,10
Febrero	2.141,00	1.492,15	1.257,17	608,32
Marzo	2.171,00	2.492,93	1.179,73	1.501,66
Abril	2.184,00	2.694,68	1.035,16	1.545,84
Mayo	2.137,00	2.964,03	970,91	1.797,94
Junio	1.960,00	3.024,03	855,69	1.919,72
Julio	2.164,00	3.112,29	973,81	1.922,10
Agosto	2.131,00	2.860,40	1.011,77	1.741,17
Septiembre	1.739,00	2.548,32	868,90	1.678,22
Octubre	2.268,00	1.923,10	1.293,48	948,58
Noviembre	2.453,00	1.146,70	1.558,31	252,01
Diciembre	2.557,00	1.098,71	1.675,41	217,12
TOTAL (kWh)	26.290,00	26.491,99	14.226,77	14.428,76

4.2.3.6 Análisis de resultados

Como se ha indicado anteriormente, esta modalidad permite aprovecharse económicamente de los excedentes energéticos generados en la instalación de producción. Para ello, es necesario pactar el precio al que se va a compensar la energía con la compañía comercializadora que corresponda. Esto permitirá compensar en cada ciclo de facturación el coste de la energía demandada de la red con el beneficio obtenido por la energía que se ha vertido al precio fijado.

Teniendo esto en cuenta, y partiendo del precio de la energía de 120 €/MWh, se ha fijado un precio de compensación de la energía vertida de 40 €/MWh para evaluar el ahorro. Así como en la modalidad de autoconsumo sin excedentes era necesario únicamente comparar la demanda del suministro con la demanda real tras autoconsumir, aquí debe tenerse también en cuenta el coste de la energía compensada.

Mientras que en la modalidad de autoconsumo sin excedentes puede evaluarse el ahorro de forma directa con la energía no demandada de la red gracias a la instalación de autoconsumo, no puede hacerse lo mismo en este caso. Esto es debido a que, como se ha indicado previamente, la compensación se lleva a cabo de forma económica. Por tanto, no es posible hacer un neteo entre la energía vertida a la red, la autoconsumida y la excedentaria, sino que hay que valorizar los excedentes de forma mensual (o en los periodos que corresponda según el ciclo de facturación, en este caso se han tenido en cuenta mensuales). En la Tabla 4.15 se indican los costes de la demanda sin autoconsumo, la energía realmente demandada a la red, los excedentes, y el coste final tras aplicar la compensación.

Tabla 4.15: Ahorro económico teniendo en cuenta la energía autoconsumida y la compensación de excedentes. Fuente: Elaboración propia

	Coste de demanda (€)	Coste demanda real (€)	Valorización excedentes (€)	Coste tras compensación (€)	Ahorro (€)
Enero	286,20	185,57	11,84	173,73	112,47
Febrero	256,92	150,86	24,33	126,53	130,39
Marzo	260,52	141,57	60,07	81,50	179,02
Abril	262,08	124,22	61,83	62,39	199,69
Mayo	256,44	116,51	71,92	44,59	211,85
Junio	235,20	102,68	76,79	25,89	209,31
Julio	259,68	116,86	76,88	39,97	219,71
Agosto	255,72	121,41	69,65	51,77	203,95
Septiembre	208,68	104,27	67,13	37,14	171,54
Octubre	272,16	155,22	37,94	117,27	154,89
Noviembre	294,36	187,00	10,08	176,92	117,44
Diciembre	306,84	201,05	8,68	192,36	114,48
TOTAL (€)	3.154,80	1.707,21	577,15	1.130,06	2.024,74

Como se puede comprobar, la compensación de excedentes contribuye de manera significativa a la reducción de los costes de la demanda de energía, según se muestra en la Ilustración 4.21.

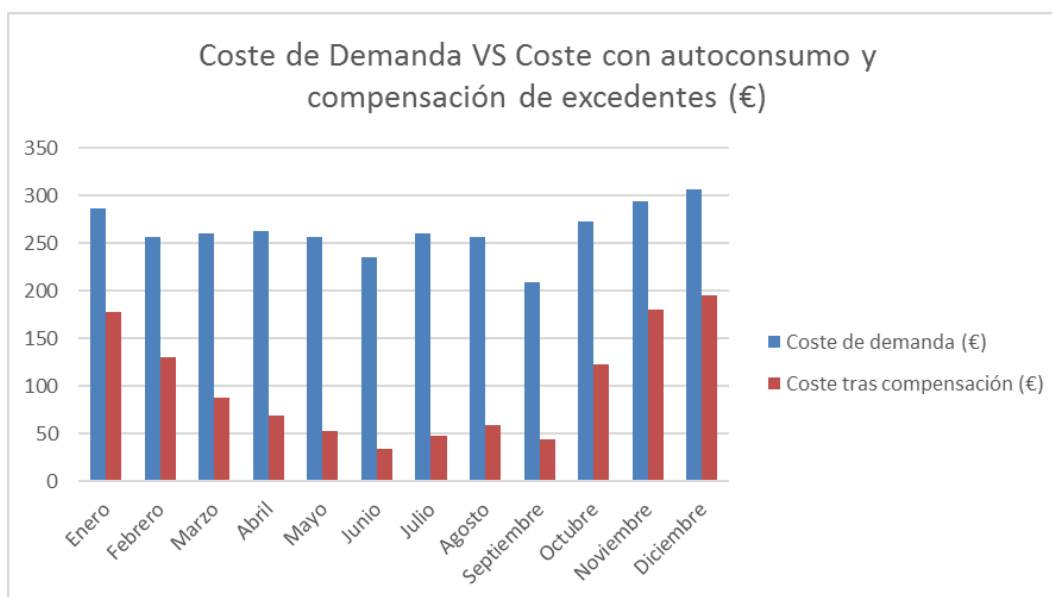


Ilustración 4.21: Coste de demanda frente a coste tras aplicar autoconsumo y compensación. Fuente: Elaboración propia

Dado que puede compensarse como máximo la totalidad del término de energía de cada factura, se comprueba que en este caso concreto aún existe margen para generar más excedentes en caso de que la demanda de un mes en concreto disminuya. De lo contrario, toda la energía excedentaria generada una vez se ha compensado el 100 % de la energía demandada no podría utilizarse para compensar a pesar de ser vertida a la red, por lo que se estaría perdiendo.

4.2.4 ESCENARIO 2: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

4.2.4.1 Dimensionamiento de la instalación de producción

Así como en el anterior escenario se buscaba aprovechar las posibilidades del emplazamiento para maximizar la producción de energía, en este segundo escenario el objetivo es optimizar el aprovechamiento de la energía generada. Esto se debe a que no se puede obtener beneficio de la producción de excedentes por contar la instalación con un mecanismo antivertido, por lo que se busca minimizarlos.

Se ha utilizado el modelo horario en el que se incluyen la demanda horaria, la producción horaria de la instalación en función de la potencia instalada, la energía realmente demandada de la red tras autoconsumir, y los excedentes generados para dimensionar la potencia de generación cumpliendo la condición de 0 excedentes.

No obstante, y de cara a conocer la potencia instalada que cumpla con estos requisitos, debe tenerse también en cuenta la disposición que tendrán los paneles en esta configuración (serie y paralelo), la cual se indicará más adelante.

La potencia a partir de la cual la instalación comienza a generar excedentes es de 5,7 kWp, por lo que este será el límite marcado en el segundo modelo. A partir de esta potencia puede calcularse la producción y el ahorro energético gracias al autoconsumo, no sin antes seleccionar un inversor y la disposición de la instalación.

4.2.4.2 Disposición de la instalación y selección del inversor

Como se ha hecho en el escenario anterior, es necesario seleccionar la disposición de los paneles de forma que cumplan con los requisitos marcados por el fabricante. El modelo de panel escogido en este escenario es el mismo (*Jinko Solar JMK265P*),

Cumpliendo con los requisitos indicados anteriormente, se ha seleccionado el inversor Sunny Island 6.0 H, de 4,6 KVA de potencia aparente.



Ilustración 4.22: Inversor Sunny Island 6.0 H. Fuente: Autosolar [21]

Las características del inversor se indican en la Ilustración 4.23.

Datos técnicos	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 172,5 V a 264,5 V		
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz		
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	14,5 A	20 A	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11500 W	11500 W	11500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 202 V a 253 V		
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/De 45 Hz a 65 Hz		
Potencia asignada (a Unom, fnom/25 °C/cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	4400 W/4600 W/5500 W	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	14,5 A/60 A	20 A/120 A	26 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	<5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1
Batería de entrada de CC			
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión CC	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/de descarga asignada de CC	75 A/63 A/75 A	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/Capacidad de la batería (rango)	iones litio ¹⁾ , FLA, VRLA/ De 100 Ah a 10000 Ah (plomo) De 50 Ah a 10000 Ah (iones litio)		
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas		
Rendimiento/Autoconsumo del equipo			
Rendimiento máximo	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Consumo sin carga/En espera	18 W/6,8 W	25,8 W/6,5 W	25,8 W/6,5 W
Dispositivo de protección (equipo)			
Cortocircuito de CA/Sobrecarga de CA	● / ●		
Protección contra polarización inversa de CC/Fusible de CC	- / -		
Sobretemperatura/Descarga total de la batería	● / ●		
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III		
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	467 mm/612 mm/242 mm (18,4 inch/21,1 inch/9,5 inch)		
Peso	44 kg (97 lb)	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)		
Clase de protección según IEC 62103	I		
Clase climática según IEC 60721	3K6		
Tipo de protección según IEC 60529	IP54		
Equipamiento/Función			
WLAN, Speedwire/Webconnect/SI-SYSCAN (multiclúster)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Tarjeta de almacenamiento micro SD para un registro de datos ampliado	○		
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil/Relé multifunción	● / 2		
Sistemas trifásicos (con campo giratorio)/Función de alimentación de repuesto	● / ●		
Cálculo del nivel de carga/Carga completa/Carga de compensación	● / ● / ●		
Sensor de temperatura de la batería/Cables de datos	○ / ●		
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com		
Color de la cubierta amarillo/aluminio blanco	○ / ○		
Garantía 5/10 años	● / ● ³⁾		
Para sistemas aislados			
Detección automática de campo giratorio/Asistencia de generador	● / ●		
Conexión en paralelo/Multiclúster	- / -	● / ●	● / ●
Arranque suave integrado	●		
Accesorios			
Para sistemas aislados			
Fusible de batería ²⁾	○		
Sunny Island Charger SIC50-MPT ²⁾ / SMA Cluster Controller	○ / ○		
Para aplicaciones conectadas a la red			
Sunny Home Manager/SMA Energy Meter/Equipo de conmutación para corriente de repuesto ²⁾	○ / ○ / ○		
● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible			
1) Consulte la "Lista de baterías de iones de litio homologadas" en www.SMA-Solar.com			
2) De proveedor externo			
3) Si se registra a través de la ficha informativa adjunta			
Todas las especificaciones actualizadas a julio de 2017			
Modelo comercial	SI4.4M-12	SI6.0H-12	SI8.0H-12

Ilustración 4.23: Características del inversor Sunny Island 6.0H. Fuente: autosolar [21]

De esta forma la instalación de generación está sobredimensionada con respecto al inversor. Es necesario calcular de nuevo el número máximo de paneles en serie y paralelo que admite este inversor, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 4.16: Paneles en serie y paralelo en escenario 2. Fuente: Elaboración propia

MES	T amb	G (W/m ²)	Tc	Δ_{TEMP}	P serie	P paralelo
Enero	9	259,18	17,10	0,03	7,32	2,36
Febrero	9,2	356,69	20,35	0,02	7,32	2,36
Marzo	11,3	511,29	27,28	-0,01	7,33	2,37
Abril	12,6	537,28	29,39	-0,02	7,33	2,37
Mayo	14,4	557,19	31,81	-0,03	7,33	2,38
Junio	17,5	598,44	36,20	-0,05	7,34	2,38
Julio	19,3	612,87	38,45	-0,06	7,34	2,39
Agosto	19,6	584,25	37,86	-0,05	7,34	2,38
Septiembre	18,3	558,72	35,76	-0,04	7,34	2,38
Octubre	15,4	423,75	28,64	-0,01	7,33	2,37
Noviembre	12,2	272,72	20,72	0,02	7,32	2,36
Diciembre	10,1	256,98	18,13	0,03	7,32	2,36

Así, el número máximo de paneles en serie a instalar es de 7, mientras que éstos podrán incluirse como mucho en 2 ramas en paralelo por cada entrada del inversor.

Con esta disposición, se opta por conectar dos ramas en paralelo de 7 paneles en serie cada una a una de las entradas del inversor, y otra rama de 7 paneles en serie a otra de las entradas. Se tienen así un total de 21 paneles, dando estos una potencia pico en conjunto de 5,565 kWp.

4.2.4.3 Cálculo de la producción

Al igual que en el escenario anterior, se puede calcular la producción mensual en la ubicación del suministro a partir de la potencia instalada y los rendimientos ya obtenidos. En este caso, para 5,565 kWp se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17: Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 2.

Fuente: Elaboración propia

MES	N días	Gdm (30º)	Pmp	Ep
Enero	31	1,76	5.565,00	264,75
Febrero	28	2,59	5.565,00	348,17
Marzo	31	4,00	5.565,00	581,68
Abril	30	4,50	5.565,00	628,76
Mayo	31	4,83	5.565,00	691,61
Junio	30	5,17	5.565,00	705,61
Julio	31	5,19	5.565,00	726,20
Agosto	31	4,76	5.565,00	667,43
Septiembre	30	4,35	5.565,00	594,61
Octubre	31	3,10	5.565,00	448,72
Noviembre	30	1,86	5.565,00	267,56
Diciembre	31	1,71	5.565,00	256,36

Una vez obtenida la producción mensual, puede hacerse el mismo ejercicio que en el escenario anterior, comparando el consumo mensual con dicha producción. En este caso, y dado que el dimensionamiento de la instalación de producción se ha hecho buscando minimizar los excedentes, la energía generada supondrá un porcentaje mucho menor del total de la demandada. El cuadro resumen con los valores mensuales se incluye en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18: Demanda y generación por mes en escenario 2. Fuente: Elaboración propia

MES	Demanda (kWh)	Producción (kWh)
Enero	2.385,00	264,75
Febrero	2.141,00	348,17
Marzo	2.171,00	581,68
Abril	2.184,00	628,76
Mayo	2.137,00	691,61
Junio	1.960,00	705,61
Julio	2.164,00	726,20
Agosto	2.131,00	667,43
Septiembre	1.739,00	594,61
Octubre	2.268,00	448,72
Noviembre	2.453,00	267,56
Diciembre	2.557,00	256,36

Si se expresa de forma gráfica (Ilustración 4.24), se comprueba que existe una gran diferencia con la distribución que presentaban demanda y producción en el escenario 1. En este caso, y debido a que se ha minorado la instalación de generación, ésta supone un porcentaje mucho menor de la demanda a pesar de que el patrón anual que sigue es el mismo (mayor generación en verano durante los meses cálidos, y menor en los meses fríos de invierno).

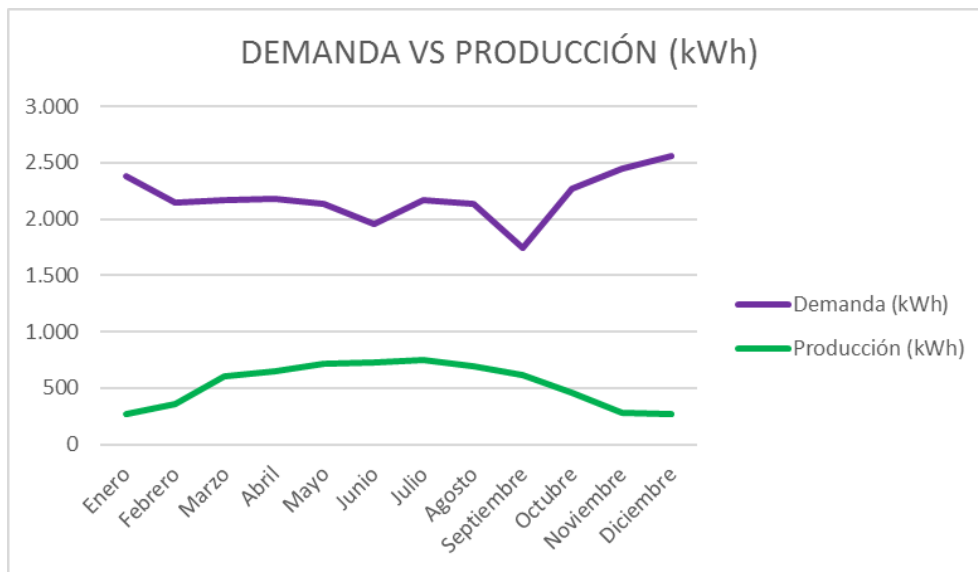


Ilustración 4.24: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 2.

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidas demanda y generación, el análisis horario permite evaluar el ahorro energético. Se puede comprobar además que no hay excedentes, verificando que el dimensionamiento de la instalación cumple esta premisa fijada previamente.

4.2.4.4 Análisis horario de la producción

Al igual que en el caso anterior, puede estudiarse la energía autoconsumida gracias al modelo horario, en el que se comparan producción y consumo. El modelo horario de demanda de energía es el mismo que en el caso anterior, ya que el suministro es el mismo. Por tanto, éste puede calcularse como se ha indicado anteriormente aplicando los perfiles.

Con respecto al modelo horario de generación, puede modelarse también de forma análoga al escenario 1 siendo la información extraída de PVGIS la misma, pero modificando el consumo diario de cada mes para ajustar la producción a la nueva potencia instalada. El resultado obtenido es el siguiente:

Tabla 4.19: Modelo de producción horaria por mes, escenario 2. Fuente: Elaboración propia

Generacion	Gen_Diaria (kWh/dia)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	8,54	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	1,3	1,4	1,4	1,3	1,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Febrero	12,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,6	1,7	1,8	1,7	1,7	1,5	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marzo	18,76	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1	1,8	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abril	20,96	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	2,0	2,2	2,3	2,4	2,4	2,3	2,1	1,9	1,5	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mayo	22,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	2,0	1,6	1,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Junio	23,52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,0	1,7	1,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Julio	23,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,1	1,8	1,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Agosto	21,53	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	1,9	1,6	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Septiembre	19,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	2,0	2,2	2,4	2,4	2,4	2,3	2,1	1,8	1,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Octubre	14,47	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,8	1,9	2,0	2,0	1,9	1,7	1,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Noviembre	8,92	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,2	1,3	1,4	1,4	1,3	1,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diciembre	8,27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Al igual que antes, se genera así el modelo horario de producción para poder comparar hora a hora la demanda y la generación, analizando también la energía que se ha autoconsumido. Se pueden obtener también los excedentes horarios, pero no se incluyen en los resultados ya que la potencia instalada se dimensionó con la premisa de que éstos fuesen 0 kWh a lo largo de todo el año, comprobando que efectivamente esto se cumple. Por tanto, y siendo los excedentes inexistentes, sólo queda comparar la energía que el suministro ha demandado y la energía que realmente se ha demandado de la red.

4.2.4.5 Análisis de resultados

Esta modalidad obtiene beneficio económico únicamente de la energía no demandada a la red por haber sido autoconsumida. Así, en este caso se puede cuantificar el ahorro tanto haciendo un balance energético, como económico. El ahorro energético obtenido con la potencia instalada de 5,565 kWp es el siguiente:

Tabla 4.20: Ahorro energético con autoconsumo en escenario 2.

Fuente: Elaboración propia

	Demanda (kWh)	Demanda real (kWh)	Ahorro energético (kWh)
Enero	2.385,00	2.120,25	264,75
Febrero	2.141,00	1.792,83	348,17
Marzo	2.171,00	1.589,32	581,68
Abril	2.184,00	1.555,24	628,76
Mayo	2.137,00	1.445,39	691,61
Junio	1.960,00	1.254,39	705,61
Julio	2.164,00	1.437,80	726,20
Agosto	2.131,00	1.463,57	667,43
Septiembre	1.739,00	1.144,39	594,61
Octubre	2.268,00	1.819,28	448,72
Noviembre	2.453,00	2.185,44	267,56
Diciembre	2.557,00	2.300,64	256,36
TOTAL (€)	26.290,00	20.108,54	6.181,46

La energía autoconsumida media es del 25,11%. Evaluando el ahorro de forma económica (sin tener en cuenta el coste de la instalación), se obtienen los valores que se muestran en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21: Ahorro económico con autoconsumo en escenario 2.

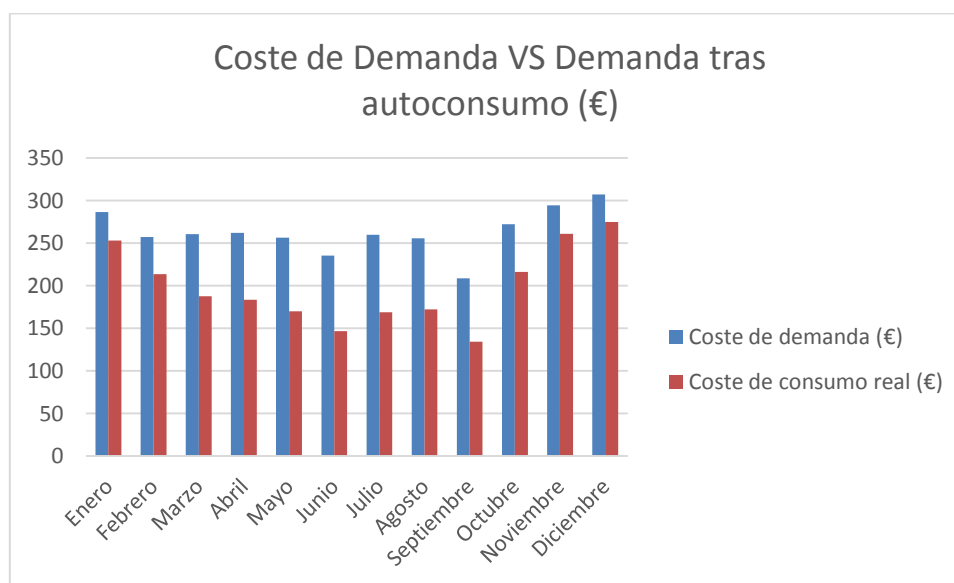
Fuente: Elaboración propia

	Coste de demanda (€)	Coste demanda real (€)	Ahorro (€)
Enero	286,20	254,43	31,77
Febrero	256,92	215,14	41,78
Marzo	260,52	190,72	69,80
Abril	262,08	186,63	75,45
Mayo	256,44	173,45	82,99
Junio	235,20	150,53	84,67
Julio	259,68	172,54	87,14
Agosto	255,72	175,63	80,09
Septiembre	208,68	137,33	71,35
Octubre	272,16	218,31	53,85
Noviembre	294,36	262,25	32,11
Diciembre	306,84	276,08	30,76
TOTAL (€)	3.154,80	2.413,02	741,78

Así, el ahorro económico vendrá dado únicamente por la energía que no se ha demandado a la red, sino que se ha autoconsumido. Se muestran los datos gráficamente en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22: Comparación del coste de la demanda con y sin autoconsumo.

Fuente: Elaboración propia



4.2.5 ESCENARIO 3: MODALIDAD DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES INCLUYENDO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO

4.2.5.1 Dimensionamiento de la instalación de producción y de almacenamiento

A la hora de dimensionar la instalación de generación en este tercer escenario, se han tenido en cuenta diversas variables. Así como en el escenario 2 la energía excedentaria se perdía por estar la instalación acogida a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, en este escenario esta energía si puede aprovecharse a pesar de ser la modalidad de autoconsumo la misma. No obstante, es necesario tomar en consideración que en los meses de coeficiente radiación/consumo más bajo las baterías van a oscilar siempre entre unos porcentajes de carga bajos.

Por el contrario, en aquellos meses con un coeficiente más alto, la instalación de almacenamiento va a encontrarse siempre en altos porcentajes de carga. En estos meses puede darse el caso de que se estén produciendo excedentes de energía, pero ésta no pueda ser almacenada por estar las baterías al 100% de su carga, perdiéndose esta energía al no poder aprovecharse. Se pueden dar por lo tanto dos fenómenos:

- Déficit energético: Se da en aquellas horas en las que la batería ha alcanzado su mínimo por diseño y no es capaz de suministrar la energía demandada por el conjunto de suministros. Así pues, esta situación se dará en el momento en el que la demanda supere la energía restante en la batería, y se repetirá hasta que ésta vuelva a cargarse con excedentes producidos en la generación.
- Superávit energético: Se da en aquellas horas en las que la batería está al 100% de su capacidad, y la instalación de generación sigue produciendo excedentes (toda la energía demandada es autoconsumida, y aun así la instalación genera excedentes que no se están aprovechando). Este concepto implica que este excedente de energía se está desaprovechando en caso de no compensarse, puesto que las baterías no tienen capacidad suficiente para asimilarla.

Los datos de partida para dimensionar la instalación de almacenamiento se toman según el mes escogido. A la hora de seleccionar un mes de diseño, se tiene en cuenta el coeficiente radiación/consumo de dicho mes. Mientras que a la hora de dimensionar la instalación de generación se utilizaba el criterio de escoger el mes más desfavorable para favorecer la generación en los meses más fríos, en este caso se selecciona el mes más favorable. Con esto, como se ha indicado previamente, se busca maximizar el rendimiento de la instalación de acumulación, ya que ésta permitirá autoconsumir también en horas en las que la instalación de producción no esté en funcionamiento. Los datos de partida se incluyen en la Tabla 4.23.

MES DE DISEÑO	Junio
DEMANDA	65,33 kWh/día
Potencia instalada	8 kWp
PD (profundidad de descarga)	80%

Tabla 4.23: Datos de partida para dimensionar el almacenamiento. Fuente: Elaboración propia

El consumo medio que se ha tenido en cuenta para llevar a cabo el dimensionamiento es también el de Junio, siendo el valor de demanda diaria de 65,33 kWh/día. La potencia instalada se ha calculado previamente, correspondiéndose con el valor que se indica en la tabla. Por último, se ha tenido en cuenta una profundidad de descarga (valor máximo por encima del cual no puede descargarse la batería) de un 80 %, lo que implica que el almacenamiento no puede descender por debajo del 20 % de su capacidad.

El cálculo de la capacidad de las baterías se lleva a cabo de la siguiente manera:

$$C_{NOM}(kWh) = \frac{L_{dm} * N_{AUT}}{PD_{MÁX}}$$

Siendo C_{NOM} la capacidad nominal de la batería, L_{NOM} el consumo diario del mes de diseño, N_{AUT} la autonomía de la instalación, y $PD_{MÁX}$ la profundidad de descarga máxima. Así pues, para calcular la capacidad de las baterías es necesario también fijar la autonomía de las mismas. Una mayor autonomía implica una mayor capacidad, pero también aumenta la inversión necesaria. En este caso, y con el objetivo de minimizar la inversión inicial como consecuencia del elevado coste de las baterías, se ha optado por una instalación con una autonomía de 8 h.

$$C_{NOM}(kWh) = \frac{65,33 * 0,33}{80\%} = 26,94 kWh$$

La capacidad mínima por debajo de la cual no puede descargarse la batería será del 20% de carga, equivalente a 5,388 kWh.



Ilustración 4.25: Batería estacionaria Ultracell UZS600, modelo escogido para la instalación. Fuente: autosolar [21]

Para cubrir esta capacidad de almacenamiento se opta por seleccionar unas baterías de 600 Ah y 48 V, que permiten un almacenamiento de 28,8 kWh, siendo su profundidad de descarga máxima de 5,76 kWh. Esto equivale a 8 horas y media de consumo tomando como punto de partida el mes de diseño.

4.2.5.2 Disposición de la instalación y elección del regulador e inversor

Debido al esquema de la instalación con baterías, es necesario seleccionar un regulador y un inversor que cumplan con los requisitos que la misma demande.

Para calcular el número de paneles en serie y paralelo que tendrá la instalación, debe tenerse en cuenta la máxima tensión del regulador, y la máxima intensidad de salida del mismo. En este caso se ha seleccionado el regulador Outback FLEXmax Extreme.



Ilustración 4.26: Regulador Outback FLEXmax Extreme. Fuente: Merkasol [20]

Las características del regulador escogido se incluyen en la Ilustración 4.27.

Voltajes nominales de la batería	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (Seleccionable mediante programación en campo en la puesta en marcha)
Corriente de salida máxima	80 A a 40°C / 104°F con límite de corriente ajustable
Voltaje FV de circuito abierto	150 VCC
Consumo de energía en modo de respaldo	Menos de 0,5 W, típico
Eficiencia de conversión de energía	98% a 80 A en un sistema de 48 VCC, típico
Cinco etapas de regulación de carga	Corriente (bulk), absorción, flotación, silenciosa y ecualización
Carga de ecualización	Duración y punto de ajuste de voltaje programables con terminación automática una vez completada la carga
Compensación de temperatura de la batería	Automática con sensor remoto de temperatura (RTS) opcional instalado
Gradiente de compensación de temperatura de la batería	Ajustable de 2,0 mV a 6,0 mV por °C por cada celda de batería de 2 V
Capacidad de reducción de voltaje	Puede cargar una batería de bajo voltaje de un conjunto FV de voltaje más alto; entrada máx. de 150 VCC
Salida de control auxiliar programable	Señal de salida de 12 VCC que puede ser programada para diferentes aplicaciones de control (máximo de 0,2 A CC)
Regulador y visor remotos	MATE3, MATE o MATE2 opcionales
Registro de datos	Últimos 128 días de operación: amperios horas, vatios horas, tiempo en Flotación, vatios pico, amperios, voltaje del conjunto solar, voltaje máx. de batería, voltaje mín. de batería y Absorción para cada día junto con el total de amperios horas acumuladas, y los kW horas de producción
Aplicación de tierra positiva	Requiere interruptores bipolares para conmutar conductores positivos y negativos en condiciones de conjunto solar y batería
Intervalo de temperatura operativa	-40 a 60°C (Salida de energía total en entornos de -20 a 40°C)
Clasificación ambiental	IP54/NEMA 3R
Troquelados de conducto	Uno de 23,4 mm (1 in) en la parte posterior, uno de 25,4 mm (1 in) en los lados izquierdo y derecho, y dos de 25,4 mm (1 in) en la parte inferior
Garantía	5 años de garantía estándar
Opcionales	Interfaz AXS tarjeta Modbus, ventilador turbo externo, sensor remoto de temperatura (RTS)
Memoria no volátil	Sí
Firmware actualizable en campo	Sí
Certificaciones	UL1741, IEC 62109, IEC 62509, RoHS, CE

Ilustración 4.27: Características del regulador. Fuente: merkasol [20]

El número de paneles en serie vendrá dado por la fórmula:

$$N \text{ Paneles serie} = \frac{V_{MÁX. \text{ REGULADOR}}}{V_{OC \text{ PANEL}}}$$

Siendo $V_{M\acute{A}X. \text{ REGULADOR}}$ la tensión máxima admisible por éste al conectar los paneles, y V_{OC} la tensión de circuito abierto de cada panel. En este caso, la tensión máxima del regulador es de 150V, siendo la tensión de circuito abierto del panel escogido 38,6V. Por tanto, el máximo número de paneles en serie que se pueden conectar en el regulador será:

$$N_{PANELES \text{ SERIE}} = \frac{150 \text{ V}}{38,6 \text{ V}} = 3 \text{ paneles}$$

Por otro lado, el número de ramas en paralelo vendrá dado por la intensidad máxima del regulador (80 A) y la intensidad de máxima potencia del panel (8,44 A). Así, el número de paneles en paralelo será:

$$N_{PANELES \text{ PARALELO}} = \frac{80 \text{ A}}{8,44 \text{ A}} = 9 \text{ ramas en paralelo}$$

Por tanto, la instalación dispondrá como máximo de 9 ramas en paralelo con 3 paneles en serie cada una, haciendo un total de 27 paneles. La potencia instalada será así de 7,155 kWp.

El inversor seleccionado será el Sunny Island 8.0 H de 6 kW, cuyas características se incluyen también en la Ilustración 4.23. Se ha comprobado en el anterior escenario que este inversor soporta la disposición de paneles prevista para esta instalación híbrida.



Ilustración 4.28: Inversor Sunny Island 8.0H. Fuente: SMA

A partir de los valores calculados, se propone la ejecución de una instalación híbrida, en la que 27 paneles vayan al regulador y permitan además cargar las baterías (con su correspondiente inversor), y otros 27 paneles se utilicen únicamente para el

autoconsumo y vayan a otro inversor. El esquema de la instalación sería el que se muestra en la Ilustración 4.29.

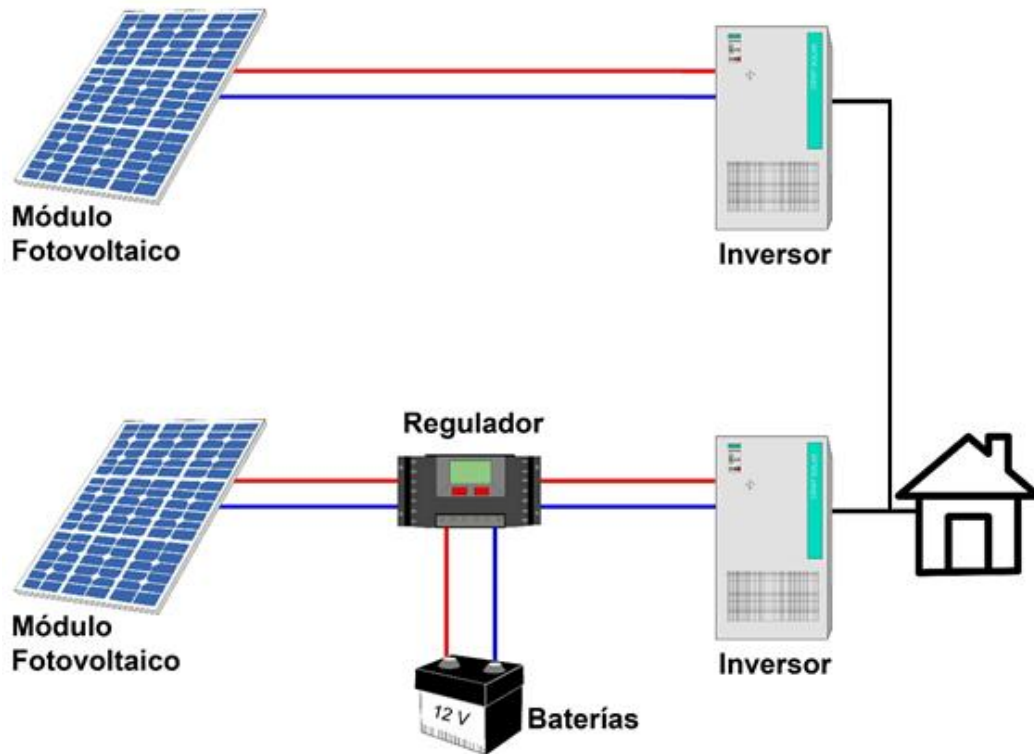


Ilustración 4.29: Esquema de la instalación híbrida. Fuente: Elaboración propia

Ambos inversores serían iguales, eligiéndose así el modelo que se ha indicado anteriormente. La potencia instalada pasaría a ser de 14,130 kWp, permitiendo así una mayor generación de excedentes para cargar las baterías.

4.2.5.3 Cálculo de la producción

Se toman los mismos valores de partida que en los dos casos anteriores, ya que la ubicación es la misma. Por lo tanto, se tienen los mismos rendimientos de instalación, variando únicamente la potencia instalada. Dado que la potencia instalada es igual que en el escenario 1, la producción será también igual tal y como se ve en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24: Cálculo de la producción mensual de la instalación en escenario 3.

Fuente: Elaboración propia

MES	N días	Gdm (30º)	Pmp	Ep
Enero	31	1,76	14.130,00	672,23
Febrero	28	2,59	14.130,00	884,03
Marzo	31	4,00	14.130,00	1.476,94
Abril	30	4,50	14.130,00	1.596,47
Mayo	31	4,83	14.130,00	1.756,05
Junio	30	5,17	14.130,00	1.791,60
Julio	31	5,19	14.130,00	1.843,89
Agosto	31	4,76	14.130,00	1.694,65
Septiembre	30	4,35	14.130,00	1.509,76
Octubre	31	3,10	14.130,00	1.139,35
Noviembre	30	1,86	14.130,00	679,36
Diciembre	31	1,71	14.130,00	650,93

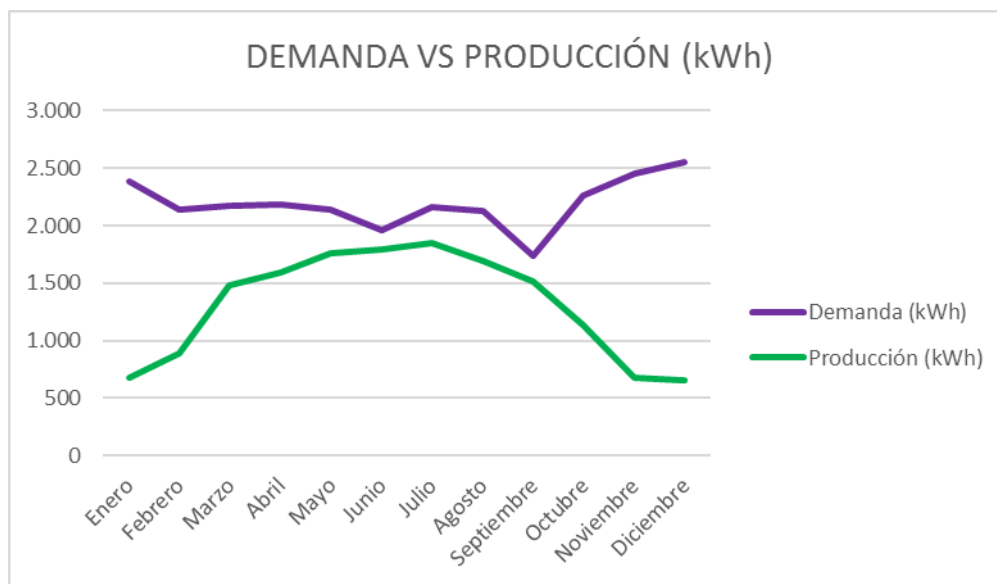
Dado que el consumo no varía con respecto a los otros dos, los resultados de enfrentar demanda y producción que se muestran en la Tabla 4.25:

Tabla 4.25: Consumo mensual frente a producción en escenario 3.

Fuente: Elaboración propia

MES	Demanda (kWh)	Producción (kWh)
Enero	2.385,00	672,23
Febrero	2.141,00	884,03
Marzo	2.171,00	1.476,94
Abril	2.184,00	1.596,47
Mayo	2.137,00	1.756,05
Junio	1.960,00	1.791,60
Julio	2.164,00	1.843,89
Agosto	2.131,00	1.694,65
Septiembre	1.739,00	1.509,76
Octubre	2.268,00	1.139,35
Noviembre	2.453,00	679,36
Diciembre	2.557,00	650,93

Con estos valores, la curva de generación VS demanda queda tal y como aparece en la Ilustración 4.30.



*Ilustración 4.30: Demanda mensual frente a producción mensual en escenario 3.
Fuente: Elaboración propia*

4.2.5.4 Análisis horario de la producción y el almacenamiento

El análisis horario de este escenario es más complejo que los dos anteriores. Inicialmente había que tener en cuenta la demanda, la producción y los excedentes (todo a nivel horario), pudiendo además cuantificar estos tres valores de forma mensual para hacer el análisis posterior.

Variando la potencia instalada, se modificarán también la energía generada cada día modelo para cada mes. Por tanto, es necesario obtener de nuevo el modelo de producción mensual a partir del cual se compondrá el horario. Los resultados obtenidos se incluyen en la Tabla 4.26

El análisis de la producción horaria será útil para evaluar el trabajo que realiza la instalación de almacenamiento, además de cuantificar la energía autoconsumida y la demanda real de la red.

Sin embargo, en el caso de la instalación de almacenamiento es necesario tener en cuenta varias consideraciones. Ésta no se va a cargar hasta que no existan excedentes en la instalación, por lo que mientras haya energía generada pero ésta sea autoconsumida por completo, las baterías no se van a cargar. Además, Una vez la batería empieza a cargarse, este proceso de carga termina cuando no hay más excedentes alimentando las baterías o cuando éstas han llegado al 100% de su carga.

Por otro lado, cuando el suministro empieza a demandar energía de la instalación de almacenamiento, es necesario tener en cuenta que el regulador va a evitar que éstas se descarguen por debajo de la profundidad de descarga fijada inicialmente. Por lo tanto, llegará un momento en que quedará carga en las baterías, pero será necesario

demandar todo el consumo a la red para no dañar la instalación de almacenamiento y permitir que sigan funcionando de acuerdo a sus condiciones iniciales de diseño.

Para evaluar la cantidad de energía que entra en la batería, se tiene en cuenta la energía generada y la demanda real de energía tras el autoconsumo, contando también con las limitaciones de la instalación de almacenamiento anteriormente. Así, la batería realizará un trabajo, que contribuirá o bien a cargar la propia batería, o a satisfacer la demanda no cubierta por el autoconsumo.

Tabla 4.26: Modelo de producción horaria por mes, escenario 3. Fuente: Elaboración propia

Generacion	Gen_Diaria (kWh/dia)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	21,68	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	3,0	3,4	3,5	3,5	3,2	2,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Febrero	31,57	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,0	4,3	4,5	4,4	4,2	3,7	2,8	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marzo	47,64	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,5	5,8	5,9	5,9	5,7	5,3	4,6	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abril	53,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	5,2	5,6	5,9	6,0	6,0	5,8	5,4	4,8	3,9	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mayo	56,65	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	5,3	5,7	5,9	6,0	6,0	5,8	5,5	5,0	4,2	2,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Junio	59,72	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	5,4	5,8	6,0	6,1	6,1	5,9	5,6	5,1	4,4	3,3	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Julio	59,48	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	5,5	5,9	6,1	6,2	6,2	6,0	5,7	5,2	4,5	3,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agosto	54,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	5,3	5,7	6,0	6,1	6,1	5,9	5,5	4,9	4,0	2,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Septiembre	50,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	5,0	5,7	6,0	6,2	6,1	5,9	5,4	4,6	3,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Octubre	36,75	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	4,6	4,9	5,0	5,0	4,8	4,3	3,4	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Noviembre	22,65	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	3,0	3,4	3,5	3,5	3,2	2,7	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diciembre	21,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,9	3,3	3,4	3,4	3,1	2,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

4.2.5.5 Análisis de resultados

A partir de los cálculos realizados anteriormente, se hace el análisis de la energía inicialmente consumida en el suministro, la energía que se hubiese demandado sin la aportación de las baterías, la energía excedentaria generada y la energía realmente demandada a la red tras la aportación de las baterías, todo a nivel mensual. Los resultados se incluyen en la Tabla 4.27.

Tabla 4.27: Resumen energético mensual del escenario 3. Fuente: Elaboración propia

	Demanda (kWh)	Generación (kWh)	Demanda real sin baterías (kWh)	Excedentes (kWh)	Demanda real con baterías (kWh)
Enero	2.385,00	672,23	1.712,77	0,00	1.688,74
Febrero	2.141,00	884,03	1.321,00	64,03	1.291,22
Marzo	2.171,00	1.476,94	1.198,32	504,26	726,07
Abril	2.184,00	1.596,47	1.086,32	498,79	650,23
Mayo	2.137,00	1.756,05	996,04	615,09	436,62
Junio	1.960,00	1.791,60	887,25	718,85	240,04
Julio	2.164,00	1.843,89	1.005,70	685,59	363,82
Agosto	2.131,00	1.694,65	1.045,23	608,88	475,68
Septiembre	1.739,00	1.509,76	912,82	683,58	273,62
Octubre	2.268,00	1.139,35	1.340,44	211,78	1.163,89
Noviembre	2.453,00	679,36	1.773,64	0,00	1.773,64
Diciembre	2.557,00	650,93	1.906,07	0,00	1.906,07
TOTAL (€)	26.290,00	15.695,25	15.185,60	4.590,85	10.989,63

Además, y gracias al modelo horario, puede evaluarse la generación, la demanda y el estado de la batería en cada hora a lo largo de todo el año. Esto permite obtener también gráficamente estos valores, para poder comprobar la diferencia existente entre los meses más fríos (con menor generación) y los más cálidos (con una mayor generación y una producción de excedentes mayor). Esta diferencia puede comprobarse también en la Tabla 4.27, en la que se puede ver cómo en los meses más cálidos (entre los que se encuentra el mes de diseño) las baterías cubren el 100% de la demanda, mientras que en los meses fríos, debido a la menor producción, las baterías no se cargan de forma completa y no logran satisfacer toda la demanda.

Así, se incluyen a continuación la Ilustración 4.31 y la Ilustración 4.32, en las que se ve el comportamiento de la instalación en febrero (mes más desfavorable de cara a la producción) y Junio (mes en el que la generación es mayor y las baterías van a aportar más al autoconsumo).

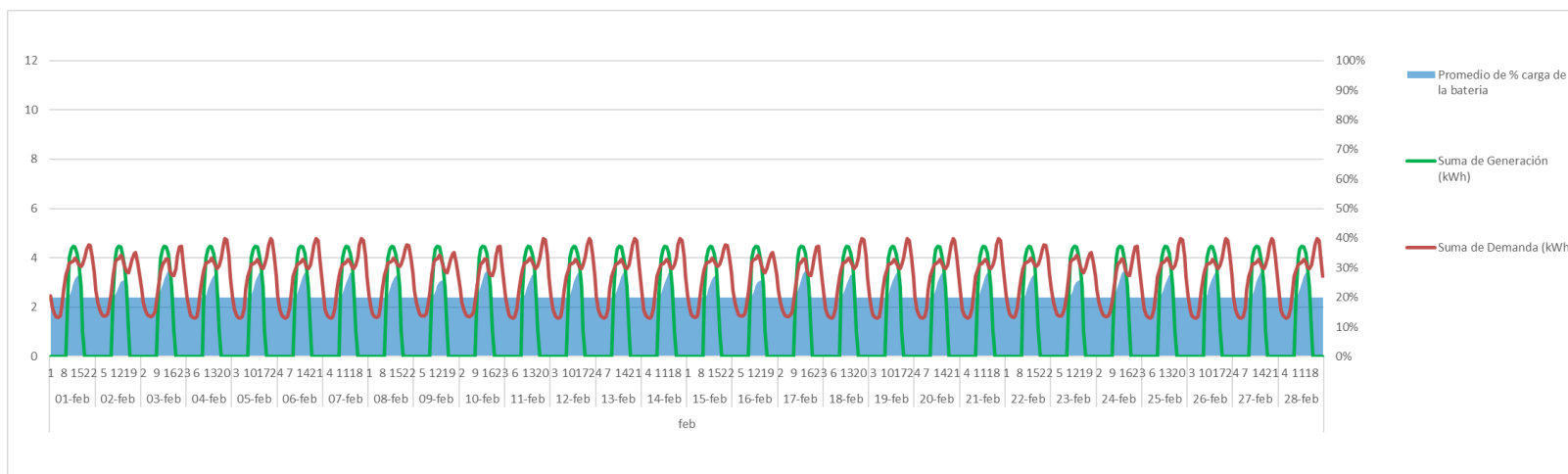


Ilustración 4.31: Consumo, generación y estado de carga de las baterías en mes desfavorable. Fuente: Elaboración propia

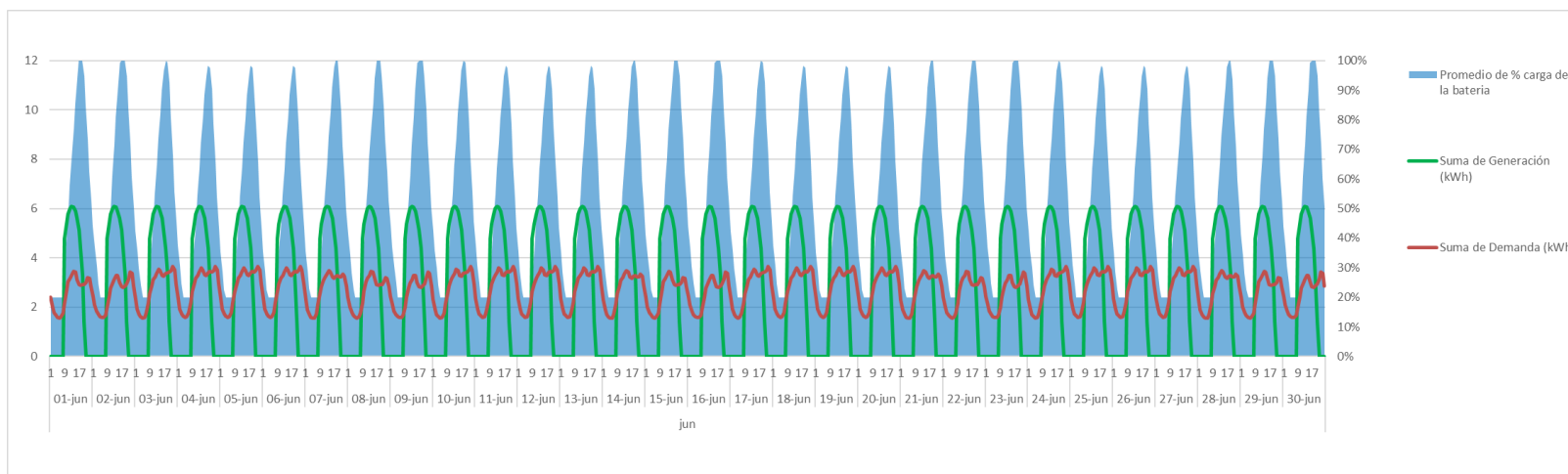


Ilustración 4.32: Consumo, generación y estado de carga de las baterías en mes favorable. Fuente: Elaboración propia

Mientras que en los meses fríos la batería se mantiene en estados de carga bajos, en los meses más favorables para la generación (el mes de ejemplo es junio, mes de diseño) las baterías se cargan al 100% y trabajan en estados de carga altos. Además, la generación es mucho mayor en los meses más cálidos, descendiendo el consumo ligeramente a pesar de seguir el mismo patrón.

El objetivo al dimensionar la instalación en conjunto ha sido intentar minorar tanto la energía perdida por estar las baterías al 100% de su capacidad, como la energía no autoconsumida por llegar las baterías al mínimo estado de carga marcado. En caso de aumentar la potencia instalada, podría mejorarse el rendimiento de la instalación de almacenamiento en los meses fríos. El único factor a tener en cuenta es que habría que aumentar la autonomía de las baterías para poder aprovechar la mayor capacidad de producción de la instalación fotovoltaica, aumentando de esta forma también el coste de la instalación como ya se ha indicado.

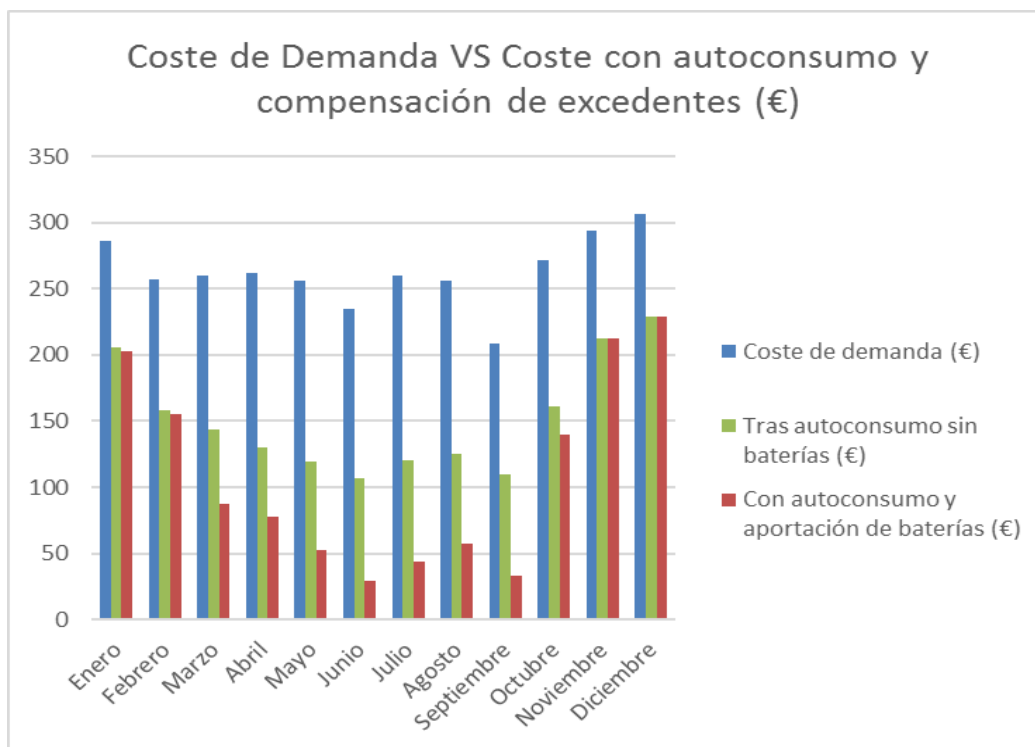
El ahorro económico de esta instalación se puede evaluar de forma mensual, teniendo en cuenta la energía que no se ha demandado a la red gracias a las baterías. En la Tabla 4.28 se incluyen los resultados mensuales que arroja el estudio del escenario 3 gracias al modelo horario elaborado.

Tabla 4.28: Análisis económico tras evaluar la aportación de las baterías.

Fuente: Elaboración propia

	Coste de demanda (€)	Tras autoconsumo sin baterías (€)	Con autoconsumo y aportación de baterías (€)	Ahorro (€)
Enero	286,20	205,53	202,65	83,55
Febrero	256,92	158,52	154,95	101,97
Marzo	260,52	143,80	87,13	173,39
Abril	262,08	130,36	78,03	184,05
Mayo	256,44	119,53	52,39	204,05
Junio	235,20	106,47	28,80	206,40
Julio	259,68	120,68	43,66	216,02
Agosto	255,72	125,43	57,08	198,64
Septiembre	208,68	109,54	32,83	175,85
Octubre	272,16	160,85	139,67	132,49
Noviembre	294,36	212,84	212,84	81,52
Diciembre	306,84	228,73	228,73	78,11
TOTAL (€)	3.154,80	1.822,27	1.318,76	1.836,04

Estos resultados se muestran gráficamente en la Ilustración 4.33. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, en la que se enfrentan la demanda inicial, la demanda tras autoconsumir de la instalación de producción, y la demanda real incluyendo la aportación de las baterías.



*Ilustración 4.33: Análisis económico tras autoconsumo y aportación de baterías.
Fuente: Elaboración propia*

5- ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE ESCENARIOS

De los resultados obtenidos en los cálculos de cada uno de los escenarios, puede obtenerse el ahorro anual previsto para cada una de las instalaciones. Teniendo en cuenta este valor, puede además estimarse el tiempo que tardará en amortizarse cada una de las instalaciones contando con la inversión inicial.

Para obtener la cuantía de estas inversiones iniciales, se han tenido en cuenta únicamente los costes de los elementos principales de la instalación. Se han obviado costes de ejecución de la obra, mantenimientos etc. (aunque éstos últimos sí que varían entre escenarios por contar con diferentes elementos y distinto número de paneles).

5.1 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 1

El escenario 1 busca maximizar el espacio disponible para producir la mayor cantidad posible de energía, con el fin de generar excedentes y compensar así la energía excedentaria vertida a red. Para esta instalación, se han tenido en cuenta los siguientes elementos:

- 90 paneles fotovoltaicos *Jinko Solar JKM265P*, con un precio unitario de 229,77 €/panel. Solo en paneles fotovoltaicos, el coste asciende a 20.679,30 €.
- Inversor *Huawei SUN2000-20KTL*, con un coste unitario de 2.512,94 €.

En este sentido se obvia el coste de cableado, protecciones, soportes, etc. por ser éstas comunes y deber instalarse en los tres escenarios.

La inversión inicial del escenario 1 es por tanto de 23.282,24 €.

5.2 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 2

El escenario 2 busca minimizar el dimensionamiento de la instalación, optimizando el mismo para ajustarse lo máximo al consumo y no generar excedentes. Así, toda la energía generada en esta instalación es autoconsumida, y la instalación se acoge a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

La instalación cuenta con los siguientes elementos:

- 21 paneles fotovoltaicos *Jinko Solar JKM265P*, con un precio unitario de 229,77 €/panel. El total de paneles fotovoltaicos asciende a 4.825,17 €.
- Inversor *Sunny-Island 6.0 H*, con un coste unitario de 2.619,19 €.

Como se ha indicado anteriormente, se obvian costes adicionales por cableado, soportes, mantenimiento, etc. (aun siendo este último menor en este escenario).

La inversión inicial del escenario 2 es de 7.465,36 €.

5.3 INVERSIÓN INICIAL DEL ESCENARIO 3

El escenario 3 tiene por objeto almacenar la energía excedentaria para su posterior aprovechamiento en baterías. Implica por tanto acogerse también a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, puesto que el objetivo principal de esta instalación es permitir el autoconsumo también en horas sin producción.

Esta instalación cuenta con los siguientes elementos:

- 54 paneles fotovoltaicos *Jinko Solar JKM265P*, con un precio unitario de 229,77 €/panel. El total de paneles fotovoltaicos asciende a 12.407,58 €.
- Debido al carácter de la instalación híbrida, es necesaria la instalación de dos inversores (uno tras el regulador en la rama que incluye las baterías, y otra en los paneles fotovoltaicos sin almacenamiento). El coste de estos dos elementos es de 5.845,57 €.
- En esta instalación se ha optado por una batería estacionaria de 600Ah 48V, el modelo *Ultracell UZS600*. El coste unitario de este elemento es de 2.890,11 €.
- Además, y para permitir la carga y control de la batería estacionaria, es necesario un regulador. En este caso se ha optado por el modelo *Outback FLEXmax Extreme*, cuyo coste unitario es de 812,64 €.

Así, el coste total de la instalación en el caso del escenario 3 asciende a 22.009,90 €. A pesar de contar con casi la mitad de paneles fotovoltaicos con respecto al escenario 1, la presencia de elementos de almacenamiento con los equipos adicionales que ello conlleva eleva el coste inicial.

5.4 COMPARACIÓN ENTRE CASOS Y PERIODOS DE AMORTIZACIÓN

Visto cada caso por separado, en la Tabla 5.1 se incluyen todos los costes en conjunto asociados a cada uno de los escenarios.

Tabla 5.1: Coste de elementos de cada una de las instalaciones.
Fuente: Elaboración propia

	INVERSOR (€)	NÚMERO PANELES	COSTE UNITARIO	PANELES (€)	REGULADOR (€)	BATERÍAS (€)
ESCENARIO 1	2.512,94 €	90	229,77 €	20.679,30 €	0,00 €	0,00 €
ESCENARIO 2	2.619,19 €	21	229,77 €	4.825,17 €	0,00 €	0,00 €
ESCENARIO 3	5.845,57 €	54	229,77 €	12.407,58 €	812,64 €	2.890,11 €

Comparando estos valores, se comprueba que la diferencia en el número de paneles fotovoltaicos implica una gran variación en la inversión inicial. En el caso del escenario

3, como se ha mencionado anteriormente, el coste asciende por la presencia de elementos que no están presentes en los otros dos escenarios.

En cuanto a los periodos de amortización de las instalaciones, en la Tabla 5.2 se incluye un resumen con los costes iniciales de cada escenario, el ahorro anual (resultado obtenido en los cálculos anteriores), y los años en los que se amortizaría cada instalación.

Tabla 5.2: periodos de amortización de los distintos escenarios.

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO	COSTE INSTALACIÓN (€)	AHORRO ANUAL (€)	AÑOS AMORTIZACIÓN
1	23.282,24 €	2.024,00 €	12
2	7.465,36 €	741,78 €	10
3	22.009,90 €	1.386,00 €	16

Con estos resultados, la instalación que primero se amortizaría sería la del escenario 2, siendo este periodo de 10 años. La instalación del escenario 1 se amortizaría en 12 años, ya que, a pesar de implicar la mayor de las tres inversiones iniciales, el ahorro anual gracias a la compensación de excedentes es también el mayor de los tres casos. El periodo de amortización de la instalación del escenario 3 asciende hasta los 16 años, suponiendo una inversión casi igual que la del escenario 1, pero con un menor ahorro anual debido a la menor producción de excedentes y a la limitada capacidad de almacenamiento de las baterías.

6- CONCLUSIONES

En la introducción de este estudio se han indicado las diferentes regulaciones a las que ha estado sujeto el autoconsumo en España desde sus inicios. No obstante, una vez dimensionada la instalación de autoconsumo, es necesario analizar a cuál de las modalidades convendría acogerse, comprendiendo las ventajas y los inconvenientes de cada uno de los escenarios planteados.

Se han indicado previamente los trámites correspondientes a las modalidades de autoconsumo sin excedentes y autoconsumos con excedentes acogidos a compensación. No se han incluido datos acerca de la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación, debido a que este tipo de autoconsumo está enfocado a instalaciones con potencias instaladas mucho mayores que las obtenidas en la instalación objeto del estudio (más enfocadas a la venta de energía en el mercado).

Del análisis de los resultados obtenidos al plantear los diferentes escenarios, se obtienen varias conclusiones:

6.1 DIFERENCIAS EN LA INVERSIÓN INICIAL ENTRE ESCENARIO

Con respecto a la inversión inicial, las tres instalaciones planteadas en este estudio tienen objetivos muy diferentes. El escenario 3 requiere una gran inversión debido al elevado coste asociado a las baterías de almacenamiento (además del resto de elementos que componen la instalación). Asimismo, el escenario 1 implica también una elevada inversión debido al elevado número de paneles instalados. En este sentido, la opción más económica es el escenario 2, que es también la opción con un menor periodo de amortización a pesar de ser aquella opción con un menor ahorro anual. Su instalación es sencilla y es el que menos complejidad requiere con respecto a los trámites necesarios para comenzar con el aprovechamiento.

6.2 FORMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GENERADA

En relación con la forma de aprovechamiento de los excedentes, los escenarios 2 y 3 difieren del escenario 1 en el hecho de que no vierten excedentes a red. Por su parte, la instalación propuesta en el escenario 1 es interesante a raíz de la nueva legislación que ha entrado en vigor con el RD 244/2019. La capacidad de obtener beneficio económico a partir de energía excedentaria es muy beneficiosa de cara al usuario, puesto que, en caso de no poder compensar dicha energía, o bien se perdería o se almacenaría en unas baterías cuyo coste es alto como ya se ha indicado, además de implicar costes adicionales de mantenimiento.

Sin embargo, existe otro punto de vista a la hora de analizar los excedentes vertidos a red, que es teniendo en cuenta el precio de la energía. Mientras que el precio al que se compra la energía para su consumo ronda los 120 €/MWh (dependerá del suministro,

el precio fijado con la comercializadora que corresponda, etc.), el precio de venta de estos excedentes es, como se ha indicado anteriormente, de unos 40 €/MWh dependiendo de cómo se fije éste con la comercializadora. De esta forma, como el neteo de energía consumida y vendida se hace de forma económica y no energética, 1 kWh que se produce de excedente y se vende a la red se está vendiendo a un precio mucho inferior que al que se va a comprar otro kWh que sea necesario demandar de la red. Aunque no se haya tenido en cuenta en este estudio por la naturaleza del suministro, ocurre lo mismo al acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación, ya que la energía excedentaria de estos puntos se debería compensar al precio de pool, que seguirá siendo muy inferior al precio de compra.

Planteándolo de esta forma, parece más interesante almacenar los excedentes en una instalación de almacenamiento, de forma que sí que se compensan los kWh entre sí (el kWh que no demando de la red se consume de las baterías). Partiendo de este supuesto, en lugar de recibir 40 €/MWh por la energía vertida a la red, es posible ahorrar 120 €/MWh por la misma cantidad de energía por el mero hecho de no consumirla de la red.

En vista de los resultados mostrados en el apartado de cálculos, y según este planteamiento, es mucho más interesante almacenar la energía excedentaria en baterías para su posterior consumo en horas con baja o nula producción. No obstante, esta opción que parece la más interesante de cara al ahorro implica una gran inversión en la instalación de almacenamiento debido a los elevados precios de las baterías, y como ya se ha visto el periodo de amortización de este escenario es el mayor de los tres planteados.

6.3 INCERTIDUMBRE EN CUANTO AL MARCO REGULATORIO

Así, y teniendo cada uno de los escenarios sus ventajas e inconvenientes, podría escogerse una u otra opción en función de las características y emplazamiento del suministro, así como de sus consumos. No obstante, la opción que implica la instalación de baterías parece la menos recomendable de las 3 por la complejidad que implica, la elevada inversión inicial y el largo periodo de amortización, quedando ésta descartada.

Sin embargo, y pudiendo escoger entre los otros dos escenarios planteados, hay otros factores que influyen en la toma de esta decisión.

Existe una gran incertidumbre que rodea todo lo incluido en el real decreto 244/2019. Se ha cumplido ya el plazo marcado por el documento para que tanto empresas distribuidoras como comercializadoras tuviesen listos los formatos de intercambio de ficheros, de forma que lo que el real decreto indica pueda hacerse efectivo. No obstante, a día de hoy aún no está clara la forma en la que se va a gestionar la energía

excedentaria de los usuarios, y la CNMC aún no ha definido de forma definitiva los formatos de intercambio de ficheros entre agentes que permiten la transmisión de información entre los mismos.

Por otro lado, el hecho de que existan varias formas de compensar los excedentes generados implica que éstos deban tratarse de una u otra forma (compensación según precio pactado con la comercializadora, o según precio de venta en OMIE), pero como ya se ha dicho los criterios aún están por definir. Tampoco existe consenso en cuanto a la forma en que las comunidades autónomas van a registrar las instalaciones de autoconsumo, ni en la forma en que esta información va a ser remitida a distribuidoras y comercializadoras para la tramitación de estas instalaciones. [9]

Además, y dada la situación gubernamental actual, la poca estabilidad política existente no asegura que la legislación actual se vaya a mantener en el tiempo. Esto implica que una inversión en una instalación acogida a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes puede ser rentable según la normativa incluida en el RD 244/2019, pero que deje de serlo en caso de que esta normativa se vea modificada en un periodo de tiempo inferior al de amortización de la instalación. Todas estas incertidumbres existentes alrededor de la legislación influyen a la hora de invertir en una instalación de estas características, mientras que tienen una menor influencia al dimensionar e instalar un autoconsumo sin vertidos a red con potencias de generación más ajustadas al consumo.

6.4 CONCLUSIÓN FINAL

Por todo ello, y situándose la instalación en el marco regulatorio actual, la opción más interesante para un punto de suministro con características similares a las planteadas en este estudio es dimensionar la potencia instalada de generación intentando ajustarla al máximo al consumo. Además, y a pesar de que el objetivo no es dimensionar la instalación para generar energía excedentaria, acogándose a la modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación se puede disminuir ligeramente el coste del término de la energía gracias a los excedentes vertidos a red (en caso de que los hubiera).

7- BIBLIOGRAFÍA

7.1 REFERENCIAS

- [1] BP: *BP Statistical review of world energy 2019 / 68th edition*. St. James Square, London.
- [2] Sancho J., Riesgo J, Jiménez C., Sánchez M., Montero J, López M.: *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. AEMET
- [3] Espejo, C.: *La energía solar fotovoltaica en España*. Universidad de Murcia. Disponible en: <http://repositorio.ual.es/bitstream/handle/10835/1443/espejomarin.pdf?sequence=1>.
- [4] Balenzategui Manzanares, L.: *Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar*. Máster en Energías renovables y mercado energético 2007/2008.
- [5] Torregrosa, I.: *Pasado, presente y futuro (previsto) del autoconsumo en España*. Disponible en: <https://www.quetzalingenieria.es/pasado-presente-y-futuro-previsto-del-autoconsumo-en-espana/>.
- [6] Barrero A.: *La larga, tortuosa y absurda historia del impuesto al sol*. 05/10/2018. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/historia-del-impuesto-al-sol-20181005>.
- [7] Siles M.: *Cómo está el autoconsumo eléctrico ahora respecto a hace 20 años*. 22/04/2019. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/como-esta-autoconsumo-electrico-ahora-respecto-a-hace-20-anos>.
- [8] Collado E., Castro M., Colmenar A., Caripo J., y Peire J.: *Evolución de la industria fotovoltaica en España, regulación y nuevos negocios paralelos*. UNED. Disponible en: <http://www.fotovoltaica.com/evolu-fv.pdf>.
- [9] Díaz T: *Las autonomías no saben cómo legalizar las plantas de autoconsumo*. El Economista, Madrid

7.2 NORMAS

- [10] Reglamento electrotécnico de baja tensión, ITC-BT-01.
- [11] Reglamento electrotécnico de baja tensión, ITC-BT-10 REBT, tabla 1

7.3 REALES DECRETOS

[12] España. *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-30041>.

[13] España. *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2004-5562>.

[14] España. *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>.

[15] España. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. BOE núm. 310, de 27/12/2013. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.

[16] España. *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927.

[17] España. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089.

7.4 FUENTES DE DATOS

[18] Métodos de cálculo; se ha utilizado la herramienta PVGIS. Disponible en: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html

[19] Perfiles de consumo horarios: REE, <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/medidas-electricas>

7.5 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

[20] Inversores, regulador; <https://www.merkasol.com>

[21] Inversores, paneles fotovoltaicos; <https://autosolar.es>